

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

Институт природных ресурсов

Направление: 15.03.02 Технологические машины и оборудование

Профиль подготовки: Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

Кафедра теоретической и прикладной механики

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Подбор фонтанной арматуры для скважины с высоким содержанием механических примесей

УДК 622.248.002.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4Е21	Харабаров Борис Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф ТПМ	Ф.А. Симанкин	доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель каф. менеджмента	Н.А. Гаврикова	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф. ЭБЖ	Е.С. Невский	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТПМ	Е.Н. Пашков	к.т.н.		

Томск – 2016 г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа 82 с, 24 рис., 2 табл., 5 источников и 2 приложения.

Ключевые слова: фонтанная арматура, запорные устройства, механические примеси, гравийные фильтры, нефть.

Объектом исследования является фонтанная арматура, пробковый кран.

Цель выпускной квалификационной работы – подбор фонтанной арматуры для скважины с высоким содержанием механических примесей, расчет пробкового крана в Simulation на прочность.

В процессе исследования проводились анализ и подбор фонтанной арматуры, расчет на прочность пробкового крана.

В результате исследования были рассмотрены общие сведения о фонтанной арматуре, произведен подбор фонтанной арматуры по устьевому давлению равному 14МПа, а именно: **АФК1Э-65х14 ХЛ**. Были произведены расчёты такие как: НКТ на прочность, расчет фланцевого соединения, расчет пробкового крана. По результатам расчетов спроектирован узел колонной головки, выполнен сборочный чертеж спроектированного изделия, спроектирована 3D модель пробкового крана и произведен расчет на прочность.

Abstract

Final qualifying work 82, 24 Fig, 2 tab, 5 sources and 2 adj.

Tags: christmas tree, zapronye devices, mechanical impurities, gravel filters, oil.

The object of the research is Christmas tree, plug valve.

The purpose of final qualifying work - selection of wellhead equipment for wells with high content of solids, calculation plug valve in the Simulation of strength.

The study carried out an analysis and selection of the Christmas tree, strength calculation plug valve.

The study examined general information about the Christmas tree, made the selection of Christmas tree on the wellhead pressure is 14MPa, namely AFK1E-CL 65h14. rachety have been made such as the strength of the tubing, flange connection calculation, calculation plug valve. According to the results of calculations designed wellhead assembly, assembly drawing made products designed, engineered 3D model of the plug valve and a calculation of strength.

Содержание	
1. Введение	5
1.1 Устьевое оборудование.....	7
1.2 Состав эксплуатационного устьевого оборудования.....	8
2. Общие сведения.....	8
2.1 Фонтанная эксплуатация	8
2.2 Принципиальные схемы фонтанной арматуры.....	10
2.3 Запорные устройства	15
3. Патентная проработка и описание предлагаемой модернизации	18
3.1 Описание предлагаемой модернизации	21
4. Способы борьбы с механическими примесями	25
4.1 опускаемые фильтры.....	25
4.2 Засыпные фильтры.....	26
5. Жидкости, применяемые для закачки в скважину при установке ФА.....	32
6. Технические расчеты:	34
6.1 Расчет насосно-компрессорных труб на прочность.....	36
7. Расчет пробкового крана в программном обеспечении SOLID WORKS.....	44
8. Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» (приложение К).....	47
8.1. SWOT-анализ.....	47
8.2. Планирование научно-исследовательских работ	57
9. Социальная ответственность	71
9.1. Шум и вибрация.....	72
Характеристики производственной среды на рабочем участке	73
9.2. Контроль и мероприятия при чрезвычайных ситуациях	76
9.3. Порядок составления планов ликвидации аварий на взрывопожароопасных объектах	77
9.4. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при фонтанном способе добычи нефти.....	79
10. Заключение	84
11. Список использованной литературы	85

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

Институт природных ресурсов
 Направление: 15.03.02 Технологические машины и оборудование
 Профиль подготовки: Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов
 Кафедра теоретической и прикладной механики

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой ТПМ

 (Подпись) (Дата) Пашков Е.Н.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
4e21	Харабаров Борис Андреевич

Тема работы:

Подбор фонтанной арматуры для скважины с высоким содержанием механических примесей
Утверждена приказом директора

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Рабочая среда: продукция нефтяных и газовых скважин с содержанием механических примесей до 25 мг/л, суммарным содержанием H ₂ S и CO ₂ до 0,003% и до 98% пластовой воды по объему. Температура рабочей среды: до +120 C° Рбуф.=14Мпа Глубина скважины, м: 1500 Дебит м³/сут: 185 Плотность смеси, кг/м³: 810
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов: 1.Расчет фланцевого соединения. 2.Расчет НКТ. 3.Расчет пробкового крана. 4.В разделе Simulation расчет на прочность.
Перечень графического материала	1) Чертеж фонтанной елки 2) Чертеж трубной головки

	3) Чертеж пробкового крана 4) 3D модель пробкового крана
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Гаврикова Н.А., старший преподаватель кафедры МЕН
Социальная ответственность	Невский Е.С. ассистент каф. ЭБЖ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ТПМ	Симанкин Федор Аркадьевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4е21	Харабаров Борис Андреевич		

1.Введение

Выбранная тема дипломной работы освещает важные детали обустройства скважины. Устьевое оборудование играет важную роль в добыче нефти и газа из недр земли.

1.1 Устьевое оборудование

Под устьевым оборудованием понимают комплекс оборудования, предназначенного для обвязки обсадных труб в процессе бурения скважины, для перекрытия устья при возникновении проявлений скважины, для герметизации устья и регулирования режима работы скважины в процессе ее эксплуатации. При оборудовании устья и его обслуживании на различных этапах существования скважины применяют разнообразные фланцы, переводники, катушки, предохранители, циркуляционные трубы, приспособления для смены задвижек, лубрикаторы и некоторое другое оборудование.

Условно все устьевое оборудование подразделяют на оборудование, применяемое при бурении скважины и при ее эксплуатации. В состав устьевого оборудования, участвующего в обвязке устья в процессе бурения скважины, входят: колонная головка; плашечный и универсальный превенторы; манифольд превенторной установки; гидравлическая система управления превенторной установки; циркуляционная труба; комплект катушек, фланцев, предохранителей и переводников.

Нужно отметить, что колонная головка, при помощи которой обвязываются обсадные трубы в процессе бурения, служит также основанием для установки фонтанной арматуры, она остается на скважине на весь период эксплуатации.

1.2 Состав эксплуатационного устьевого оборудования

В состав эксплуатационного устьевого оборудования также входит:

- фонтанная арматура;
- манифольд фонтанной арматуры;
- приспособление для смены задвижек под давлением;
- лубрикатор, применяемый при исследованиях скважин;
- комплект задвижек, переводников и других деталей, необходимых для монтажа и обвязки устьевого оборудования.

В данной дипломной работе будет рассмотрена тема надобности установки фонтанной арматуры, при добыче нефти с высоким содержанием примесей, ее назначение, строение.

2. Общие сведения

В состав эксплуатационного устьевого оборудования также входит: фонтанная арматура; манифольд фонтанной арматуры; приспособление для смены задвижек под давлением; лубрикатор, применяемый при исследованиях скважин; комплект задвижек, переводников и других деталей, необходимых для монтажа и обвязки устьевого оборудования.

2.1 Фонтанная эксплуатация

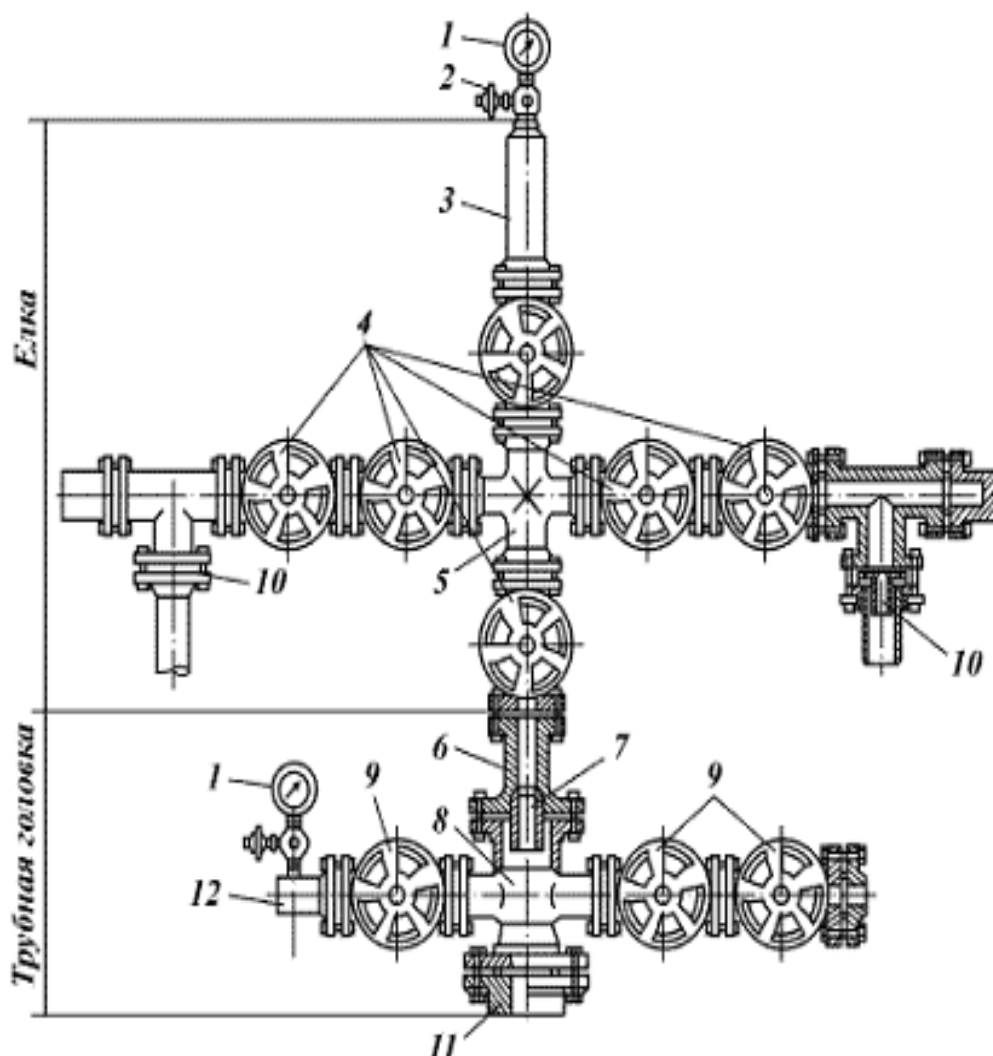
Фонтанная эксплуатация, способ эксплуатации нефтяных, артезианских и газоконденсатных скважин, при котором полезное ископаемое под действием пластовой энергии изливается на поверхность. При подъёме нефти и конденсата пластовая энергия складывается из энергии, зависящей от величины гидростатического напора, определяемого забойным давлением, и энергии газа, выделяемого из нефти и конденсата по мере падения давления при движении вверх по скважине потока продукции. Скважины, в которых ожидается фонтанирование, перед освоением оборудуют колонной

фонтанных труб (для рационального использования энергии расширяющегося газа).

В процессе освоения скважины в нее опускается колонна насосно-компрессорных труб (НКТ). Если скважина эксплуатируется фонтанным способом, то на поверхности устанавливают специальное оборудование – фонтанную арматуру.

Фонтанная арматура – комплект устройств, монтируемых на устье фонтанирующей скважины для его герметизации, подвески лифтовых колонн и управления потоками продукции скважины. Фонтанная арматура должна выдерживать большое давление (при полном закрытии фонтанирующей скважины), давать возможность производить замеры давления как в лифтовых трубах, так и на выходе продукции из скважины, позволять выпускать или закачивать газ при освоении скважины. Фонтанная арматура включает колонную и трубную головки, фонтанную ёлку и манифольд.

2.2 Принципиальные схемы фонтанной арматуры

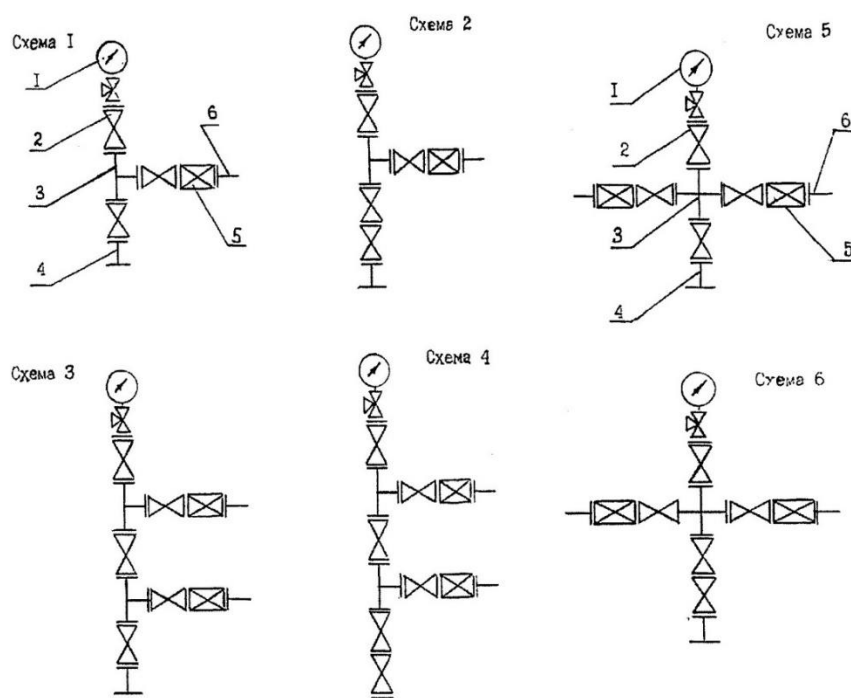


(рис.1) Арматура фонтанная крестовая для однорядного подъемника

- 1 – манометры;
- 2 – трехходовой кран;
- 3 – буфер;
- 4, 9 – задвижки;
- 5 – крестовик елки;

- 6 – переводная катушка;
- 7 – переводная втулка;
- 8 – крестовик трубной головки;
- 10 – штуцеры;
- 11 – фланец колонны;
- 12 – буфер.

По ГОСТ 13846-2003 существует шесть различных схем фонтанных елок и две схемы трубных обвязок фонтанной арматуры



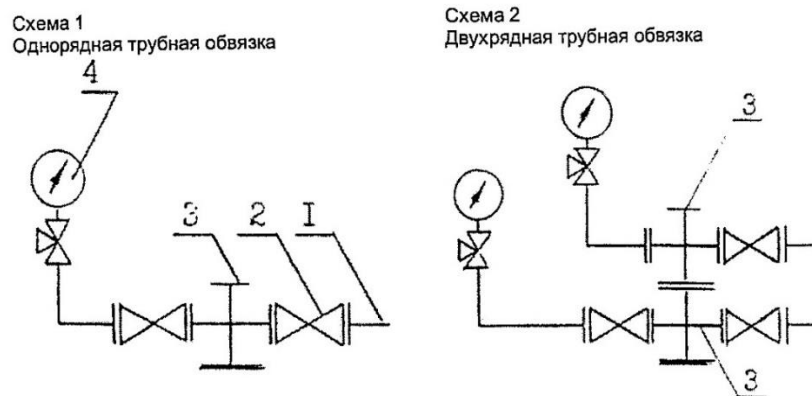
(рис. 2) Типовые схемы фонтанных елок

- 1 – манометр с запорным и разрядным устройствами;
- 2 – запорное устройство;
- 3 – тройник (схема 1...4); крестовина (схема 5...6);

4 – переводник трубной головки;

5 – дроссель;

6 – ответный фланец.



(рис.3) Типовые схемы трубных обвязок фонтанной арматуры

1 – ответный фланец;

2 – запорное устройство;

3 – трубная головка;

4 – манометр с запорно-разрядным устройством.

Их классифицируют по конструктивным и прочностным признакам :

1. рабочему давлению (7, 14, 21, 35, 70 и 105 МПа);
2. схеме исполнения: тройниковые либо крестовые (шесть схем);
3. числу спускаемых в скважину труб (один и два концентричных ряда труб);
4. конструкции запорных устройств (задвижки и краны);
5. размерам проходного сечения по стволу (50...150 мм) и боковым отводам (50...100 мм).

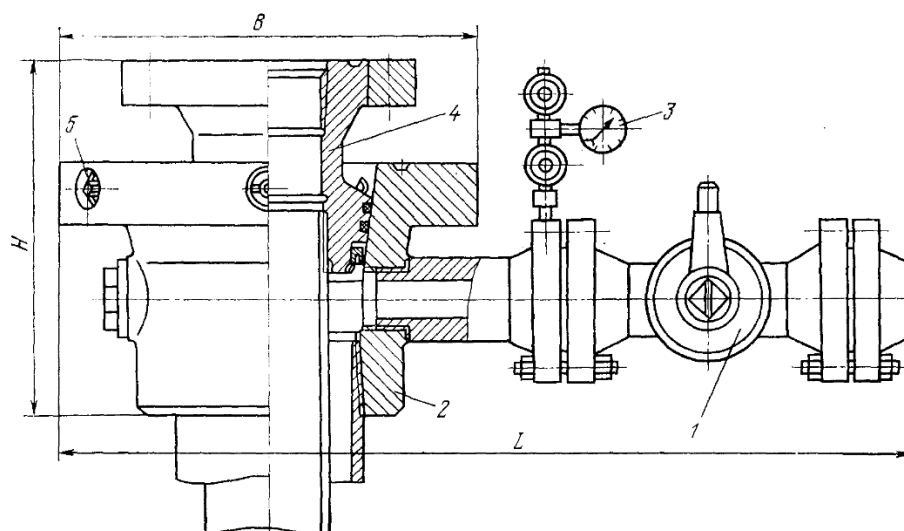
Колонная головка, расположенная в нижней части, служит для подвески обсадных колонн, герметизации межтрубных пространств и контроля давления в них.

Типы оборудования обвязки обсадных колонн:

ОКМ (обвязка колонная муфтовая) – с муфтовой подвеской обсадной эксплуатационной колонны;

ОКК (обвязка колонная клиньевая) – с клиньевой подвеской обсадных колонн

(Рис. 4) Оборудование обвязки обсадных колонн типа **ОКМ**:



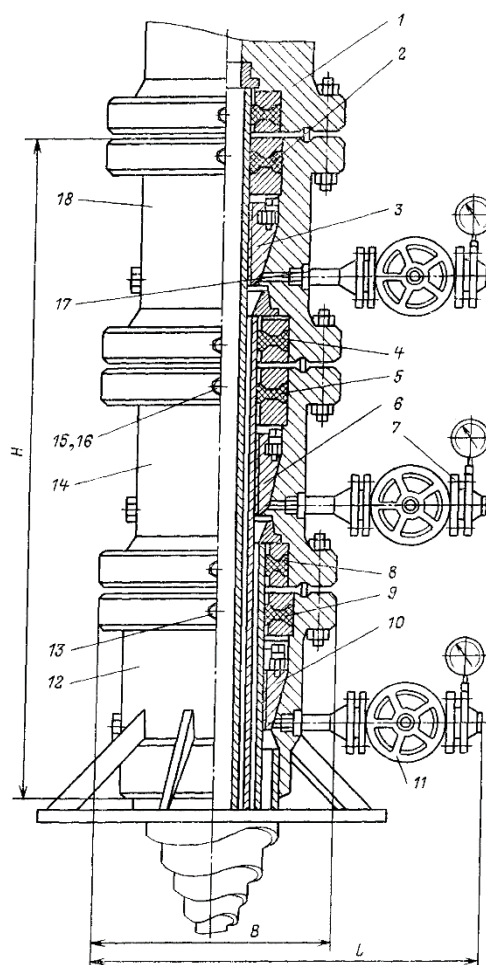
1 – пробковый кран; 2 – корпус; 3 – манометр; 4 – муфта; 5 – стопорный винт; В – ширина; Н – высота; L – длина.

рассчитано на

давление 14 МПа

(

рис. 5) Оборудование обвязки обсадных колонн типа **ОКК** :



1 – крестовина; 2, 4, 5, 8 и 9 – пакеры;

3, 6 и 10 – подвески;

7 – манифольд нижней промежуточной (средней) колонной головки;

11 – манифольд нижней колонной головки;

12 – нижняя колонная головка;

13, 15 и 16 – нагнетательные клапаны;

14 – промежуточная (средняя) колонная головка;

17 – манифольд промежуточной (верхней) колонной головки;

18 – промежуточная (верхняя) колонная головка;

Н – высота; В – ширина; L – длина.

При простейшей конструкции скважины (без промежуточных технических колонн) вместо колонной головки используют колонный фланец, устанавливаемый на верхней трубе эксплуатационной колонны. Трубная головка монтируется на колонной головке и служит для подвески и герметизации лифтовых колонн при концентрическом или параллельном спуске их в скважину.

2.3 Запорные устройства

Фонтанная ёлка устанавливается на трубной головке и служит для распределения и регулирования потоков продукции из скважины. Состоит из запорных (задвижки, шаровые или конические краны), регулирующих устройств (штуцеры постоянного или переменного сечения) и фитингов (катушки, тройники, крестовины, крышки).



Таблица 1. Классификация запорных устройств

Запорные устройства на фонтанных арматурах могут быть двух типов: в виде задвижки или крана. Тип арматуры выбирают по максимальному давлению, ожидаемому на устье скважины. На выкидных линиях после запорных устройств в некоторых случаях устанавливают приспособления (штуцеры) для регулирования режима фонтанной скважины. Штуцер представляет собой болванку со сквозным отверстием. Для контроля работы фонтанной скважины на арматуре устанавливают два манометра: один на буфере (вверх ее), второй – на отводе крестовика трубной головки (для измерения затрубного давления). Фонтанная арматура соединяется с групповыми установками выкидными линиями. Схемы обвязок фонтанных скважин в зависимости от дебита, давления, содержания песка, парафина применяются различные.

Задвижки

Предназначены для работы в качестве запорных устройств на трубопроводах для различных жидких и газообразных сред.



(рис. 6). Параллельная Клиновая

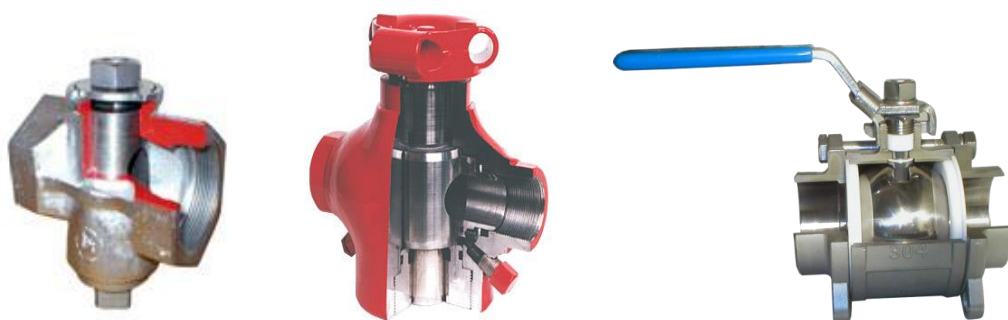


(рис. 7). С выдвижным шпинделем С не выдвижным шпинделем

Краны

Предназначены для работы в качестве запорных устройств.

Отличительной особенностью кранов является малое гидравлическое сопротивление, простота конструкции и надежность в работе.



(рис.8)

С конической пробкой С цилиндрической пробкой Шаровый

Манифольд связывает фонтанную арматуру с трубопроводами. Элементы фонтанной арматуры соединяются фланцами или хомутами. Для уплотнения внутренних полостей используют эластичные манжеты, наружных соединений - жёсткие кольца. Привод запорных устройств ручной,

при высоком давлении пневматический или гидравлический с местным, дистанционным или автоматическим управлением. При отклонении давления продукции скважины от заданных пределов или в случае пожара на скважине автоматически закрываются запорные устройства. Давление во всех полостях контролируется манометрами. Запорные и регулирующие устройства могут дублироваться и заменяться под давлением при работе скважины, возможна также смена под давлением фонтанной ёлки. Для спуска в работающую скважину приборов и другого оборудования на фонтанной арматуре устанавливают лубрикатор – трубу с сальниковым устройством для каната или кабеля, в которой размещается спускаемое в скважину оборудование. Рабочее давление фонтанной арматуры 7...105 МПа, проходное сечение центрального запорного устройства 50...150 мм.

3. Патентная проработка и описание предлагаемой модернизации

Известен скребок-плунжер (рисунок 9) для очистки внутренних полостей труб от парафиновых и других отложений, содержащий корпус и как минимум две очистные головки с острыми кромками на наружной поверхности и канавками между ними, установленных на валу с возможностью вращения и с возможностью свободного перемещения в осевом направлении одной из головок, отличающийся тем, что часть корпуса под очистными головками выполнена в виде плунжера, имеющего щелевое лабиринтное уплотнение в зазоре со стенками труб, канал для прохода продукции скважины и клапан с фиксатором, на торцах очистных головок, направленных навстречу друг другу выполнены чередующиеся выступы и впадины с возможностью их взаимодействия.

Данный плунжер-скребок имеет ряд недостатков:

- высока вероятность застревания плунжера-скребка на стыках между трубами колонны НКТ, где возможно смещение торца одной трубы относительно торца другой из-за малой разницы между наружным диаметром корпуса и внутренним диаметром трубы, необходимой для обеспечения эффективной работы лабиринтного уплотнения;
- ненадежность работы механизма с фиксирующей биметаллической пластинкой при больших дебитах нефтяных скважин и малой их глубине, поскольку температура нефти от забоя до устья не успевает измениться или же значительно меньше порога чувствительности механизма.

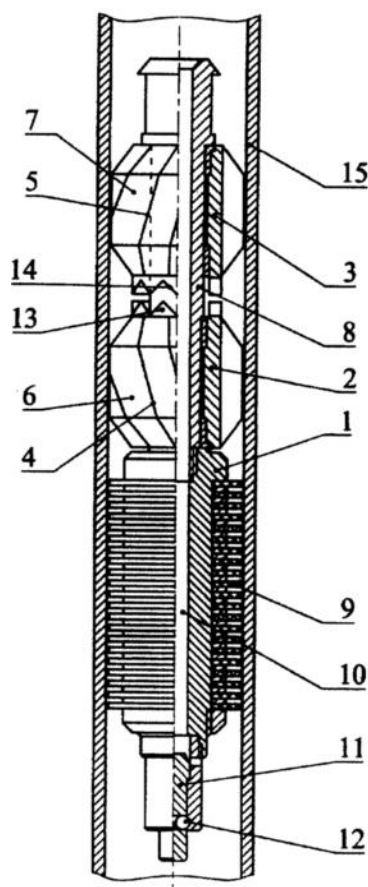


Рисунок 9 – Плунжер-скребок

Другое устройство применяется в нефтедобывающей промышленности, в частности, как устройство для удаления отложений парафина с внутренней поверхности насосно-компрессорных труб скважин. Устройство содержит разъемный корпус, в средней части которого установлены параллельно вибрационные пластины, между вибрационными пластинами расположен ультразвуковой вибратор. Корпус соединен с вибрационными пластинами с помощью пластин через проставку. Вибрационные пластины представляют собой среднюю часть разъемного корпуса. Стоячие волны, возникающие при работе устройства в нефтегазовой смеси, разрушают отложения на стенках нефтепромысловых труб за счет кавитационного эффекта, возникающего около стенок труб при гашении стоячей волны. Использование изобретения повышает эффективность очистки нефтепромысловых труб от парафина.

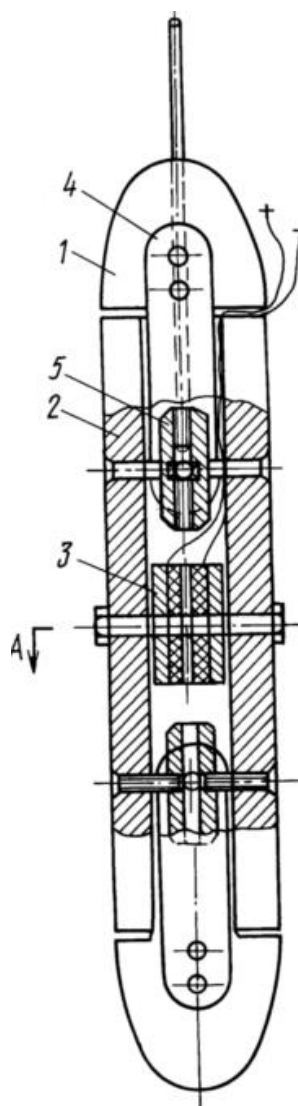


Рисунок 10 – Устройство для очистки труб от парафина

3.1 Описание предлагаемой модернизации

Технической задачей данного проекта является создание устройства для очистки нефтепромысловых труб от парафина. Конструкция устройства обеспечивает снижение усилий для удаления отложений парафина с внутренней поверхности НКТ.

Устройство для очистки нефтепромысловых труб от парафина (рисунок 9,10,11,12,13) содержит привод 1 подъема и опускания скребков 2, развернутых вокруг продольной оси относительно друг друга на 90° , каждый

из которых состоит из корпуса 3, с узлами присоединения 4, с шипами 5, два подвижных элемента 6 с ножами 7.

Скребки 2 снабжены продольными ребрами 8, которые контактируют с внутренней поверхностью очищаемых груб, имеют на концах скосы 9 для прохождения препятствий и жестко соединены с ножами 7 в виде кольцевых секторов с заточенными торцами 10, причем ножи 7 между заточенными торцами 10 имеют по длине сектора диаметрально расточку, создающую контактный зазор между внутренней поверхностью очищаемой трубы и ножами 7.

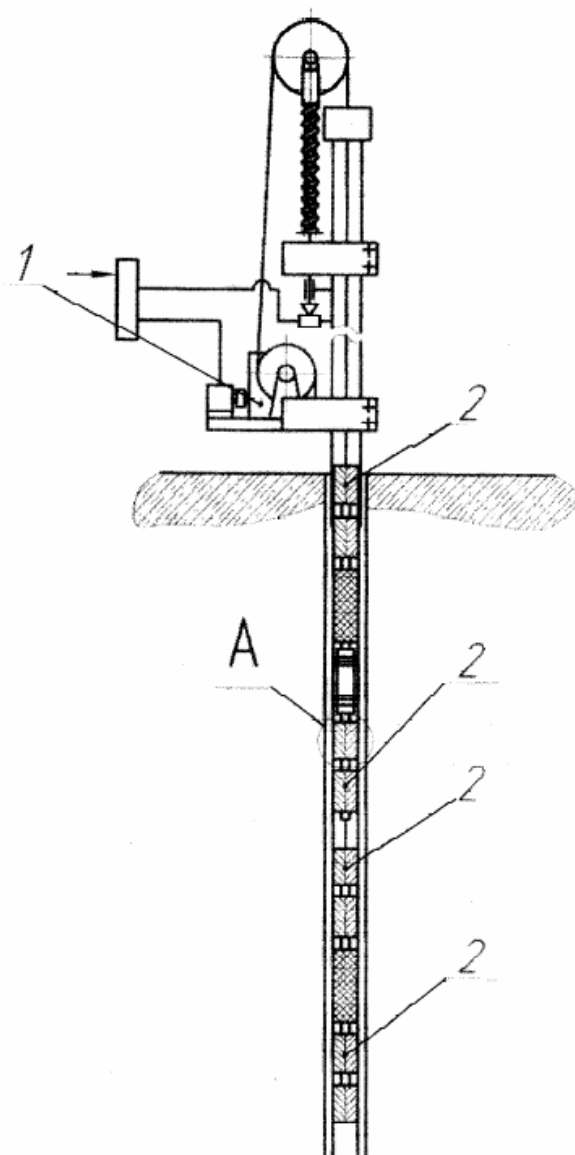


Рисунок 11 – Вид общий устройства

Рисунок - Выноска А с видом скребка

При встрече с препятствием продольных ребер 8 со скосами 9 пружина 11 скребка 2 сжимается в направлении, обратном рабочему ходу и за счет скольжения пазами 12 подвижных элементов 6 по шипам 5 ножи 7 сдвигаются к центру скребка 2, обходя препятствия. После прохождения препятствия пружина 11 возвращает ножи 7 в рабочее положение.

Поскольку ножи 7 установлены в корпусе 3 с узлами присоединения 4 на подвижных подпружиненных элементах 6, происходит вибрационное срезание слоя парафина со стенок НКТ.

Продольные ребра 8 скребков 2 со скосами 9 в совокупности с ножами 7 в виде кольцевых секторов с заточенными торцами 10 и диаметральной расточкой, создающей контактный зазор между внутренней поверхностью очищаемой трубы и ножами 7, обеспечивают снижение усилий для удаления отложений парафина.

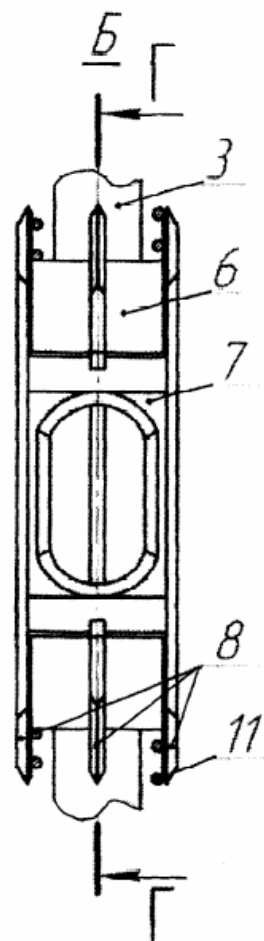


Рисунок 12 – Вид Б

Реализация данного проекта позволит создать устройство для очистки нефтепромысловых труб от парафина, конструкция которого обеспечит снижение усилий для удаления отложений парафина с внутренней поверхности НКТ и повышение надежности устройства.

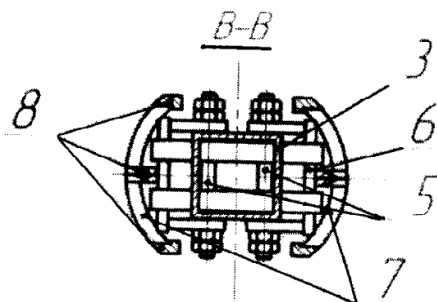


Рисунок 13 – Сечение В-В

4. Способы борьбы с механическими примесями

Гравийные фильтры

Гравийные фильтры имеют высокую пескоудерживающую способность и длительный срок службы.

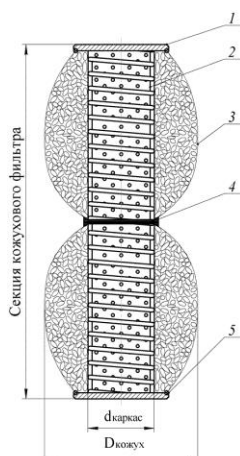
Гравийные фильтры состоят из обычного каркасно-проволочного, рабочая область окружена слоем гравия или крупнозернистого песка.

По способу изготовления различают фильтры с гравийной засыпкой двух типов:

- 1) Собираемые на поверхности и в готовом виде опускаемые в скважину (опускные);
- 2) Создаваемые в скважине путем засыпки песка и гравия между каркасом и стенками скважины (засыпные).

4.1 опускные фильтры

К опускным фильтрам относятся *кожуховые фильтры*. Кожух – сетка, удерживающая гравий, примыкающий к каркасу. Кожуховые фильтры применяются в скважинах глубже 100 м. $D_{\text{кожу х а}} > d_{\text{кар кас а}}$ на 50÷100 мм.

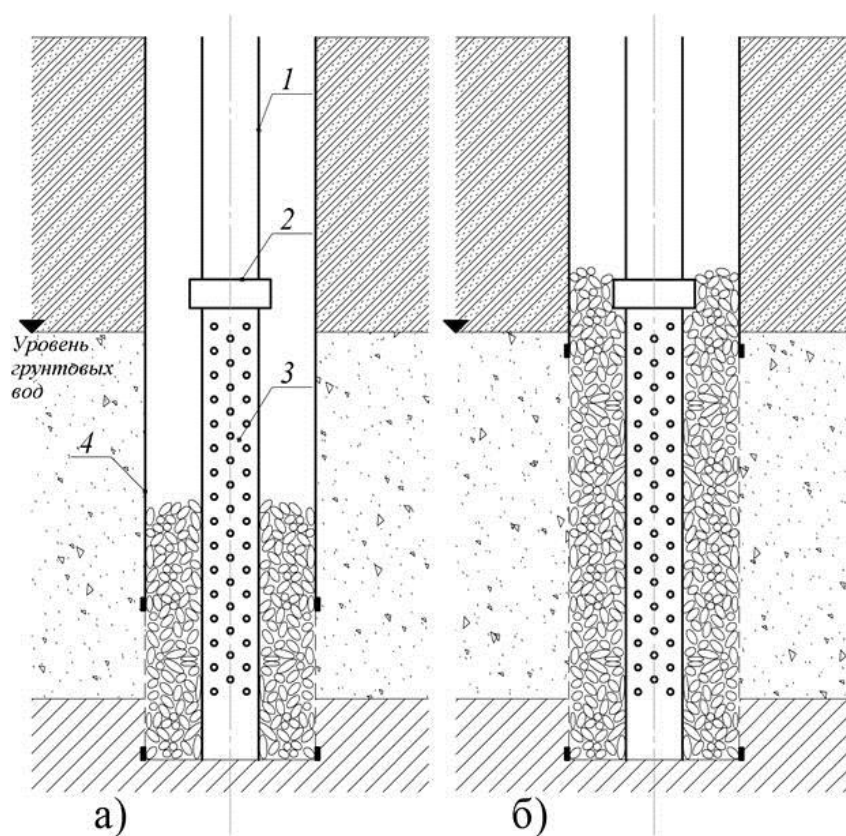


(Рис.14). Кожуховый фильтр

1 – фланец; 2 – каркас фильтра; 3 – проволочная сетка (стальной кожух); 4 – проволочный пояс; 5 – сварка.

Для центрирования при спуске кожухового фильтра применяют центрирующие фонари. В процессе эксплуатации кожух быстро разрушается, и водосодержащая горная порода контактирует с гравием.

4.2 Засыпные фильтры



(рис. 15). Схема установки в скважине засыпного фильтра.

а – в начале доставки гравия в межтрубное пространство:

1 – трубы; 2 – муфта; 3 – рабочая часть; 4 – обсадные трубы;

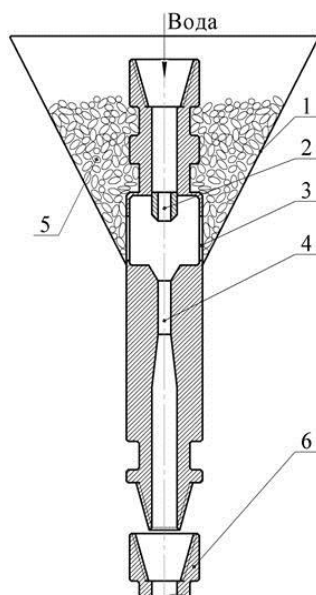
б – после окончания засыпки.

Засыпные фильтры создают следующим образом. После доведения скважины до проектной глубины и установки башмака обсадных труб в водоупорной породе на забой опускается каркасный, каркасно-проволочный или сетчатый фильтр, наружный диаметр которого как минимум на 100 мм меньше внутреннего диаметра обсадных труб. В кольцевое пространство между фильтром и обсадными трубами через трубу диаметром 40-50 мм засыпают мелкими порциями отсортированные гравий и песок. По мере засыпки постепенно поднимают обсадную (эксплуатационную) колонну. Засыпать гравий следует на 5-10 м выше башмака колонны обсадных труб, приподнятой над водоносными породами и обнажившей рабочую часть фильтра, см. рис. 9б.

Превышение слоя гравия над башмаком обсадной колонны объясняется тем, что в процессе эксплуатации фильтра уровень засыпки понижается за счет выноса песка и гравия.

Разработана технология сооружения скважин малых диаметров, позволяющая производить закачку гравия в интервал формирования обсыпки и цементирования затрубного пространства через специальных узел и инструмент внутри обсадной колонны.

Гравийные засыпки призабойной зоны уширенного контура применяются в водоносных пластах, представленных песками. Гравий подается на забой посредством эжекторного дозатора.



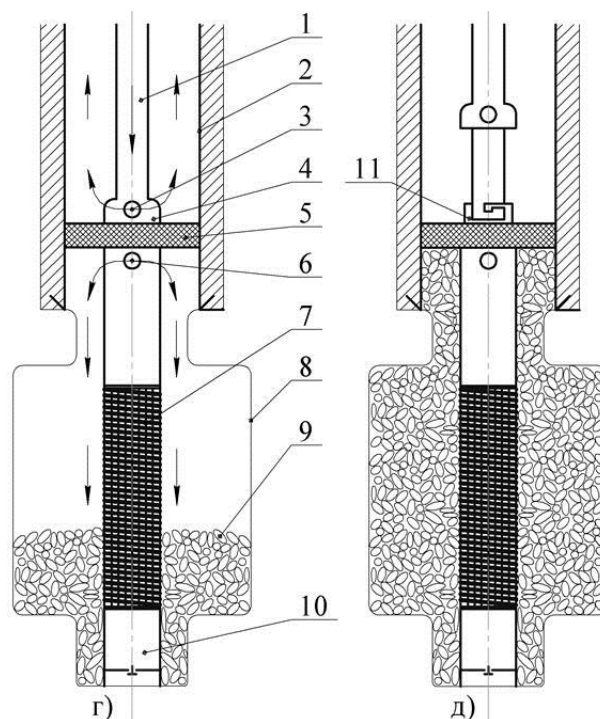
(рис.16) Эжекторный дозатор

1 – воронка; 2 - насадка; 3 - окна; 4 - смеситель; 5 - гравий;

6 – бурильные трубы.

Установка фильтровой колонны впотай, с гравийной обсыпкой по технологии ЗАО «Русбурмаш». Перечень операций по установке:

- а) Забой расширяется долотом-расширителем от 190 мм до 400 мм;
- б) Спускается фильтровая колонна;
- в) Промывка прифильтровой зоны;
- г) Доставка гравия в прифильтровую зону
- д) Извлечение инструмента УГФ из скважины



(Рис.17). Доставка гравия в прифильтровую зону и извлечение инструмента УГФ из скважины.

1 – бурильные трубы; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – верхнее отверстие;
4 - УГФ; 5 - пакер; 6 – нижнее отверстие; 7 – рабочая часть фильтра; 8 –
уширенная до 400 мм зона; 9 - гравий; 10 - отстойник;

11 – замковое соединение.

Инструмент УГФ устанавливается внутри эксплуатационной колонны. Пакер под действием осевого усилия от веса труб разжимается и герметизирует кольцевое пространство, а также разделяет и герметизирует верхние и нижние отверстия.

Прямая промывка производится буровым насосом по бурильным трубам. Через нижние отверстия вода выходит через кольцевое пространство под пакером и далее в прифильтровую зону. Через отверстия фильтра вода входит внутрь фильтра, затем через верхние отверстия над пакером попадает в кольцевое пространство и поднимается к устью.

Затем, в прифилтровую зону подают гравий через эжекторный дозатор, с воронкой буровым насосом. Заполняют прифилтровую зону, вода частично проникает в пласт. Заполнение прифилтровой зоны гравием отличается резким повышением давления в нагнетательной магистрали за счет того, что выпускные отверстия перекрывается частицами гравия.

Далее инструмент УГФ взвешивают и поворачивают на 45-60 градусов. Опорные патрубки выходят из замкового соединения и инструмент извлекается из скважины.

Герметизация филтровой колонны осуществляется за счет перекрытия нижних отверстий гравием.

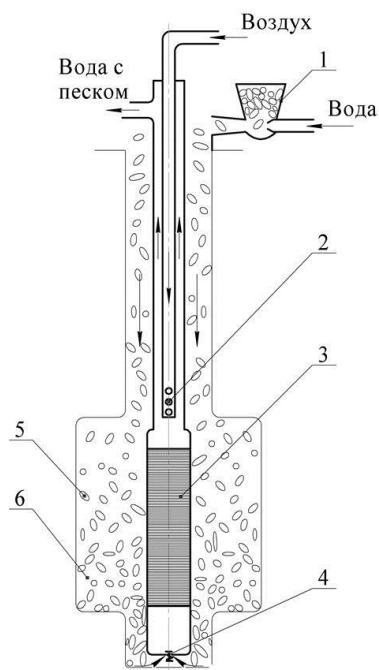
Установка филтровой колонны с выходом на поверхность осуществляется аналогичным способом.

Кольцевое пространство между филтровой колонной и кондуктором герметизируется на устье.

Одна из общих схем доставки гравия, в предварительно расширенный забой в глубокой скважине, при помощи эрлифта приведена на рис.

Технологические операции выполняются в следующей последовательности:

- а) Расширение призабойной зоны;
- б) Установка филтра на забой при помощи отсоса пульпы эрлифтом
Подача гравия дозатором (буровой насос + эжектор + гравий = гравийно-водяная смесь = равномерная подача гравия на забой).



(Рис.18). Схема доставки гравия в предварительно расширенный забой в глубокой скважине.

- 1 – дозатор; 2 - смеситель; 3 - фильтр; 4 – обратный клапан; 5 - гравий;
6 – расширенный забой

Достоинства гравийного фильтра для скважины

Возможность изготовления гравийного фильтра отличного качества для любых горных разрезов.

Несложность проведения технических работ в скважине. Простота требований к используемому природному материалу.

Недостатки гравийного фильтра для скважины

Сложность сохранения целостности фильтрового слоя во время обсыпки.

Сложность доставки материала в зону заложения.

Небольшая водозахватывающая поверхность фильтра и потребность расширения диаметра ствола.

Стоимость гравийного фильтра

Цена гравийного фильтра составляет, примерно 10% от общей стоимости скважины. Такие устройства с производительностью 200-300 литров и более в минуту, стоят 3-6 тыс. рублей.

5. Жидкости, применяемые для закачки в скважину при установке ФА.

Освоение скважины происходит после бурения, перфорации или ремонта. Во время бурения и перфорации скважина заполнена буровым раствором. По техническим правилам ведения буровых работ в СССР гидростатическое давление столба бурового раствора должно составлять 10—15% от пластового давления при глубине скважины не более 1200 м и 5% — при больших глубинах. При перфорации разность между давлением на забое и пластовым давлением не должна превышать 5% от пластового давления. Для проведения ремонта ее также заполняют жидкостью или раствором (глушат).

Глушение скважины жидкостью проводят для предотвращения открытого фонтанирования, выбросов нефти, газа при снятии устьевого оборудования и подъеме труб из скважины, т. е. для создания противодействия на пласт. Необходимо, чтобы жидкость глушения не снижала проницаемости призабойной зоны, не оказывала коррозионного и абразивного действия на ремонтное и эксплуатационное оборудование, не была токсичной, взрыво- и пожароопасной, дорогой и дефицитной. Плотность жидкости глушения должна соответствовать пластовому давлению в скважине. Для глушения скважин обычно применяют техническую воду, обработанную поверхностно-активными веществами, пластовую воду (плотность до 1120—1190 кг/м³), водный раствор хлористого натрия (до

1160кг/м³) или кальция (до 1382кг/м³), глинистый раствор (до 1700кг/м³). Для предотвращения поглощения жидкости глушения в высокопроницаемых пластах применяют буферные жидкости (объемом около 1м³), в качестве которых используют водные растворы карбоксилметилцеллюлозы (КМД) и вязкоупругую смесь (ВУС), разработанную ВНИИнефтью.

Сохранение коллекторских свойств пласта при глушении обеспечивается применением гидрофобно-эмульсионных растворов, стабилизированных дегидратированными полиамидами-(ЭС-2) и содержащих при необходимости утяжелители (барит, гематит и др.). Таким образом, перед вызовом притока давление на забое скважины больше или равно пластовому давлению.

Для вызова притока необходимо выполнение условия $p_z < p_{пл}$, т. е. создание депрессии давления на пласт $\Delta p = p_{пл} - p_z$, где $p_{пл}$ —пластовое давление; p_z —забойное давление. Так как забойное давление можно представить как гидростатическое давление столба жидкости в скважине, то условие вызова притока можно записать:

$$h\rho g < p,$$

где h —высота столба жидкости в скважине; ρ —плотность жидкости; g —ускорение свободного падения.

Следовательно, необходимо уменьшить либо h , либо ρ , с целью вызова притока, поскольку пластовое давление остается неизменным в процессе освоения данной скважины.

6. Технические расчеты

АФК1Э-65х14 ХЛ



Предназначена для оборудования устья наземных фонтанных нефтяных и газовых скважин с целью герметизации устья, его обвязки, регулирования режима эксплуатации скважин, установки и присоединения устройств и агрегатов для исследования скважин и проведения технологических операций. В качестве запорных устройств оборудования и его частей применяются краны проходные конические со смазкой, с проходом 65 мм, краны шаровые с проходом 65 и 50 мм по ТУ 3665-052-50287277-2004 и задвижки шиберные с проходом 65 мм по ТУ 39-00217538-25-97.

Уровень технических требований к изделию соответствует УТТ-1 по ГОСТ Р 51365-99. Арматура типа АФК1Э и АФК1Э2 позволяет эксплуатацию нефтяных скважин с помощью глубинных электронасосов.

Присоединительные размеры элементов арматуры выполнены по РД 26-16-40-98, ГОСТ 28919.

Каждая арматура в сборе, а также ее составные части — фонтанная елка и трубная головка — при их отдельной поставке испытываются в

условиях завода гидравлическим давлением 28 МПа на прочность и плотность соединений и материалов.

Поставка арматуры производится по предварительной договоренности между потребителем и поставщиком. Поставляется как в собранном виде, так и частями — елки фонтанные и трубные головки. По запросам потребителей могут быть поставлены отдельные детали. Возможно изготовление любой схемы арматуры по ГОСТ 13846-89 или по согласованному требованию заказчика. Срок службы — 15 лет.

Основные параметры и размеры арматуры фонтанной на рабочее давление 14 МПа

Тип соединения — фланцевый. Категория размещения изделия по ГОСТ 15150-96-1. Температура скважинной среды не выше 120 °С.

Скважинная среда: продукция нефтяных и газовых скважин с содержанием механических примесей до 25 мг/л, суммарным содержанием H₂S и CO₂ до 0,003% и до 98% пластовой воды по объему.

Технические преимущества арматуры фонтанной на рабочее давление 14 МПа

Возможность комплектации данной арматуры тремя конструктивными видами запорных органов: кранами коническими КППС, кранами шаровыми КППШ, задвижками шиберными ЗППШ.

- Съёмный кабельный ввод, выполненный на резьбе НКТ60;
- По желанию заказчика возможно производство практически всех схем арматур и фонтанных елок согласно ГОСТ 13846, а также комплектация быстро разборным соединением (БРС) для подсоединения ремонтных и технологических агрегатов;

- Возможность установки арматуры на колонную обвязку типа

ОКК-1;

- Строительные длины и присоединительные размеры всех трех типов запорных органов одинаковые, что позволяет при необходимости осуществлять замену одного органа другим;
- Комплектация задвижками ЗПШ или кранами КПШ позволяет изготовление данной арматуры в исполнении К1 (для коррозионно-активных сред, содержащих до 6% CO₂).

6.1 Расчет насосно-компрессорных труб на прочность.

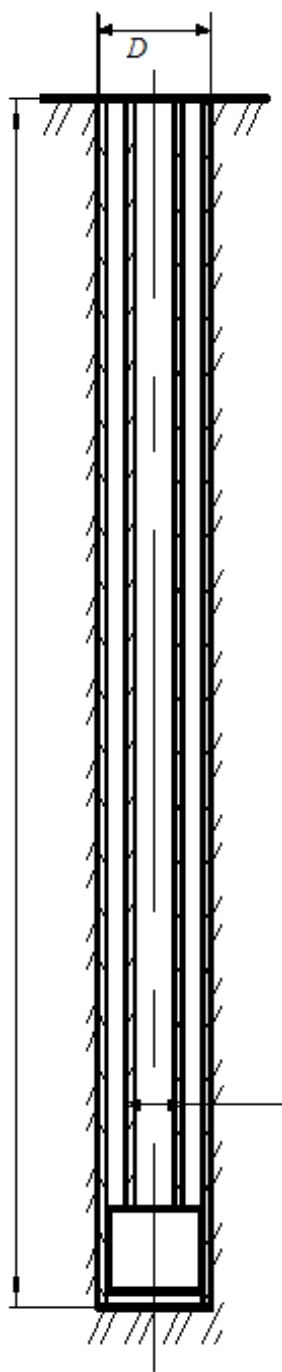
Расчеты на прочность определяют допустимость использования данных труб по следующим параметрам: нагрузке, вызывающей страгивание резьбового соединения; эквивалентному напряжению, возникающему в опасном сечении трубы с учетом давления среды и осевой нагрузки; циклической переменной нагрузке; усилиям, вызывающим продольный изгиб трубы.

1. Подобрать и рассчитать колонну НКТ d_n по ГОСТ 633, необходимую для спуска технологического оборудования массой M на глубину L для следующих вариантов:
 - жидкость в скважине отсутствует;
 - действует наружное избыточное давление P_n ;
 - действует внутреннее избыточное давление жидкости P_v .

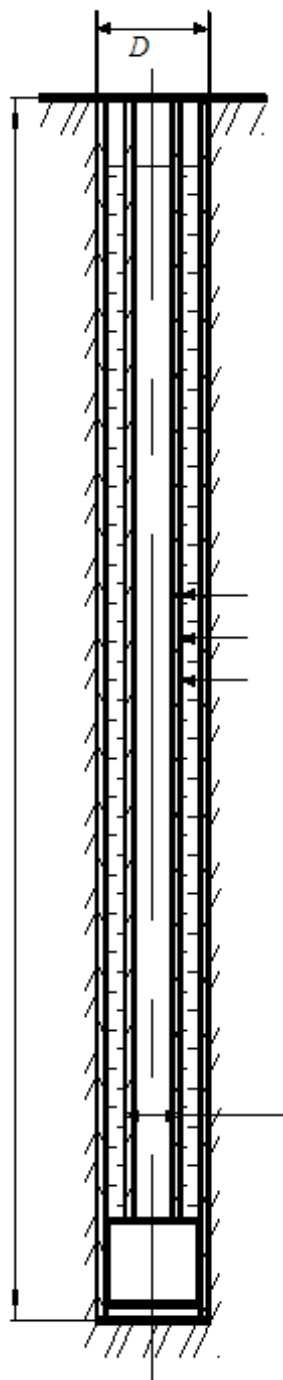
2. Исходные данные:

№	Наименование параметра	Значение параметра
1	Диаметр обсадной колонны, D , мм	168х8
2	Начальный диаметр НКТ, d_n , мм	65
4	Масса спускаемого оборудования M , кг	3500
4	Группа прочности стали	К
6	Модуль упругости стали, $E \cdot 10^5$ МПа	2,1
7	Коэф. запаса прочности,	1,35
8	Избыточное наружное давление, P_n , МПа	4
9	Избыточное внутреннее давление, P_v , МПа	17

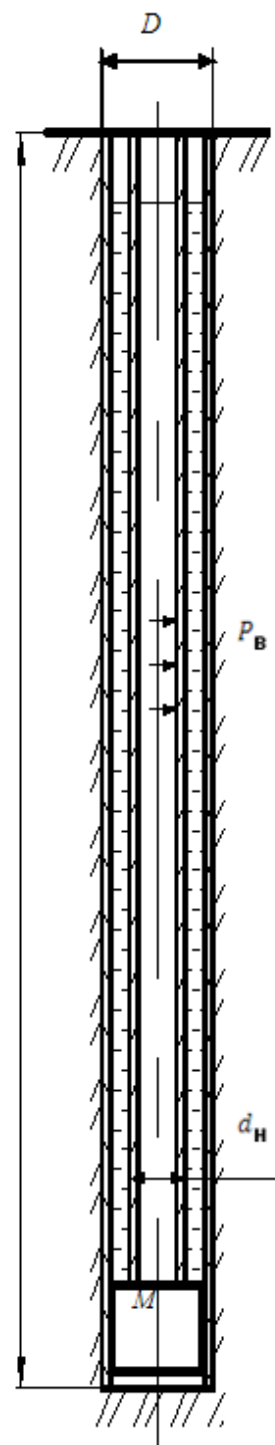
Недостающими данными задаться



Сухая скважина



Избыточное P_n



Избыточное P_b

(Рис.19)НКТ

Решение

Расчет страгивающей нагрузки

Под страгиванием резьбового соединения понимают начало разъединения резьбы трубы и муфты. При осевой нагрузке напряжение в трубе достигает предела текучести материала, затем труба несколько сжимается, муфта расширяется, и резьбовая часть трубы выходит из муфты в ее поперечном сечении и без среза резьбы в ее основании.

Для определения страгивающей нагрузки воспользуемся следующей формулой:

$$P_{\text{ст}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{ср}} \cdot \delta \cdot \sigma_{\text{Т}}}{1 + \frac{\eta \cdot D_{\text{ср}} \cdot \text{ctg}(\alpha + \varphi)}{2l}},$$

$$D_{\text{ср}} = D_{\text{внутр}} + \delta,$$

$$\eta = \frac{\delta}{\delta + S},$$

где $D_{\text{ср}}$ – средний диаметр тела трубы под резьбой в ее основной плоскости, м;

$\sigma_{\text{Т}}$ – предел текучести для материала труб, Па;

$D_{\text{внутр}}$ – внутренний диаметр трубы под резьбой, м;

δ – толщина тела трубы под резьбой, м;

S – номинальная толщина трубы, м;

α – угол профиля резьбы, для НКТ по ГОСТ 633-80 $\alpha = 60^\circ$;

φ – угол трения, для стальных труб $\varphi = 9^\circ$;

l – длина резьбы, м.

Примем следующие значения (согласно ГОСТ 633-80):

$$\sigma_T = 500 \cdot 10^6 \text{ Па}; D_{\text{внутр}} = 40.3 \cdot 10^{-3} \text{ м}; \delta = 2.6 \cdot 10^{-3} \text{ м}; S = 4 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

$$l = 0.07 \text{ м.}$$

$$D_{\text{ср}} = 40.3 \cdot 10^{-3} + 2.6 \cdot 10^{-3} = 42.9 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

$$\eta = \frac{2.6 \cdot 10^{-3}}{2.6 \cdot 10^{-3} + 4 \cdot 10^{-3}} = 0.4 .$$

$$P_{\text{ст}} = \frac{3.14 \cdot 0.0429 \cdot 0.0026 \cdot 500 \cdot 10^6}{1 + \frac{0.4 \cdot 0.0429 \cdot \text{ctg}(60 + 9)}{2 \cdot 0.07}} = 167249 \text{ Н.}$$

Максимальная растягивающая нагрузка при подвеске оборудования массой M на колонне НКТ составляет:

$$P_{\text{max}} = g \cdot L \cdot q + M \cdot g,$$

где q – масса погонного метра НКТ, кг/м;

L – глубина спуска колонны, м.

По ГОСТ 633-80 $q = 4.4$ кг/м

$$P_{\text{max}} = 9.81 \cdot 2960 \cdot 4.4 + 3500 \cdot 9.81 = 162100 \text{ Н.}$$

$P_{\text{max}} < P_{\text{ст}}$ (нет необходимости в расчете ступенчатой колонны).

Для равнопрочных труб (высаженных наружу) вместо растягивающей определяется предельная нагрузка по формуле:

$$P_{\text{пр}} = \frac{\pi \cdot \sigma_T (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{внутр}}^2)}{4},$$

$$D_{\text{н}} = 0.0483 \text{ м.}$$

$$P_{\text{пр}} = \frac{3.14 \cdot 500 \cdot 10^6 (0.0483^2 - 0.0403^2)}{4} = 278204 \text{ Н.}$$

$P_{\text{max}} < P_{\text{пр}}$ (нет необходимости в расчете ступенчатой колонны).

Расчет НКТ при избыточном внутреннем давлении:

Предельное давление определим по формуле:

$$P_T = \frac{1.75 \cdot S \cdot \sigma_T}{D_H},$$

$$P_T = \frac{1.75 \cdot 0.004 \cdot 500 \cdot 10^6}{0.0483} = 72.46 \text{ МПа.}$$

Фактическое избыточное давление при освоении скважины найдем по следующей формуле:

$$P_{\text{вн}} = P_{\text{в}} + (\rho_{\text{ос}} - \rho_{\text{н}}) L \cdot g,$$

$P_{\text{ос}}$ – давление на устье при освоении скважины, Па;

$\rho_{\text{ос}}$ – плотность жидкости, закачиваемой при освоении скважины, кг/м³;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность жидкости в колонне, кг/м³;

Примем следующие параметры: $\rho_{\text{ос}} = 1400 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$; $\rho_{\text{н}} = 900 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

$$P_{\text{вн}} = 17 \cdot 10^6 + (1400 - 900) 2960 \cdot 9.81 = 31.52 \text{ МПа.}$$

Расчет НКТ при совместном действии осевого усилия и внутреннего давления.

Определяем эквивалентное напряжение по четвертой теории прочности:

$$\sigma_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{\sigma_z^2 + \sigma_t^2 + \sigma_\tau^2 - \sigma_z \cdot \sigma_t - \sigma_z \cdot \sigma_\tau - \sigma_t \cdot \sigma_\tau},$$

где σ_z – осевое напряжение, Па

$$\sigma_z = \frac{P_{\max}}{F},$$

$$F = \frac{\pi(D_{\text{н}}^2 - D_{\text{внутр}}^2)}{4}; F = \frac{3.14(0.0483^2 - 0.0403^2)}{4} = 5.56 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$$

$$\sigma_z = \frac{162100}{5.56 \cdot 10^{-4}} = 2.915 \cdot 10^8 \text{ Па};$$

σ_t – тангенциальное напряжение, Па

$$\sigma_t = 0.875 \frac{D_{\text{н}}}{2S} P_{\text{вн}},$$

$$\sigma_t = 0.875 \frac{0.0483}{2 \cdot 0.004} 31.52 \cdot 10^6 = 166.51 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

σ_τ – тангенциальное напряжение, Па

$$\sigma_\tau = -P_{\text{вн}},$$

$$\sigma_\tau = -31.52 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

$$\sigma_{\text{ЭКВ}} = 282.1 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

Условие прочности:

$$\sigma_{\text{ЭКВ}} \leq \frac{\sigma_{\text{T}}}{n_1},$$

где n_1 – коэффициент запаса прочности;

$$\sigma_{\text{экв}} \leq \frac{500 \cdot 10^6}{1.35}; \sigma_{\text{экв}} \leq 370,37 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

$$282,1 \cdot 10^6 \leq 370,37 \cdot 10^6, \text{ неравенство верно.}$$

Расчет НКТ при продольном изгибе:

Проверку НКТ на продольный изгиб производят при применении механических пакеров. При этом определяют критическую сжимающую нагрузку, возможность зависания НКТ в скважине и прочность изогнутого участка колонны.

Критическая нагрузка при установке пакера:

$$P_{\text{кр}} = 3.5 \cdot \sqrt[3]{E \cdot J \cdot \lambda^2 \cdot q^2},$$

где J – момент инерции поперечного сечения трубы, м^4 ;

λ – коэффициент, учитывающий снижение веса труб в жидкости.

$$J = \frac{\pi}{64} (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{внутр}}^4);$$

$$\lambda = 1 - \frac{\rho_{\text{н}}}{\rho_{\text{тр}}},$$

где $\rho_{\text{тр}}$ – плотность материала труб.

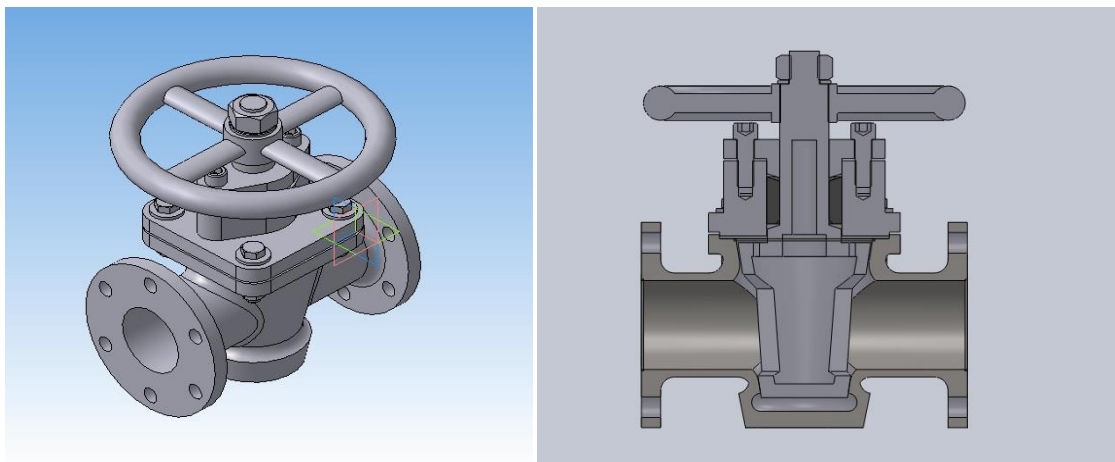
$$J = \frac{3.14}{64} (0.0483^4 - 0.0403^4) = 8 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4;$$

Примем $\rho_{\text{тр}} = 7820 \text{ кг/м}^3$.

$$\lambda = 1 - \frac{900}{7820} = 0.885$$

$$P_{\text{кр}} = 3.5 \cdot \sqrt[3]{2.1 \cdot 10^{11} \cdot 8 \cdot 10^{-9} \cdot 0.885^2 \cdot 4.4^2} = 102.98 \text{ Н}$$

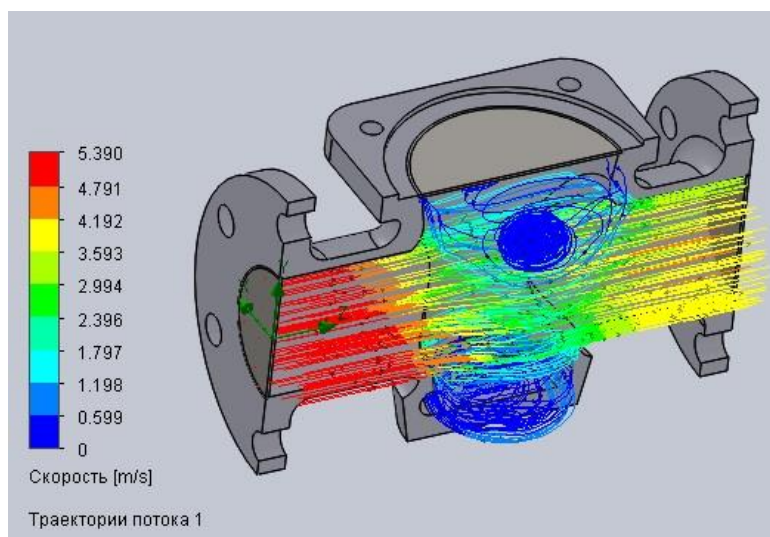
7. Расчет пробкового крана в программном обеспечении SOLID WORKS.



(Рис.20) 3D модель пробкового крана

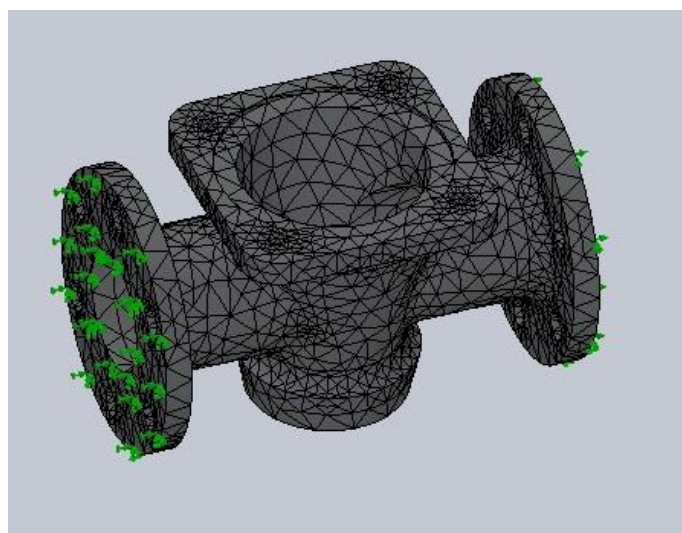
Мною был начерчен пробковый кран, состоящий из: корпус, входной и выходной каналы, ведомый и ведущий элементы, проходной канал, кольцевой выступ, расточка в виде ступенчатого канала, уплотнительные клапана, расточка ведущего элемента в виде цилиндрической полости, кольцевая канавка, разгрузочный канал, связывающий канавку с расточкой, шпиндель, дисковый затвор, конический хвостовик, лыска, винт, крышка, сальник, стойка, крышка сальника, ходовая гайка, болт, приводной механизм в виде моховика, винт, фиксатор от проворота шпинделя

Так же проведен газодинамический расчет в Flow Simulation, далее результаты были импортированы в Simulation и проведен прочностной статический анализ.

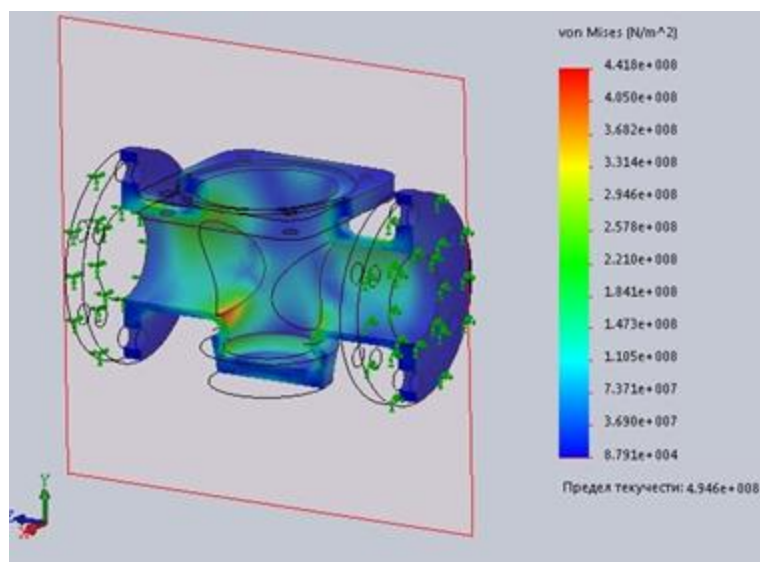


(Рис.21) Траектория движения жидкости (воды) по рабочей области.

Благодаря программе можем пронаблюдать траекторию движения жидкости. Максимальная скорость на входе, видим снижение и на выходе, за счет имеющихся конструктивных неоднородностей создается сопротивление жидкости что сказывается на падение скорости за счет этих неоднородностей происходит возникновение неравномерного влияния силы потока жидкости.



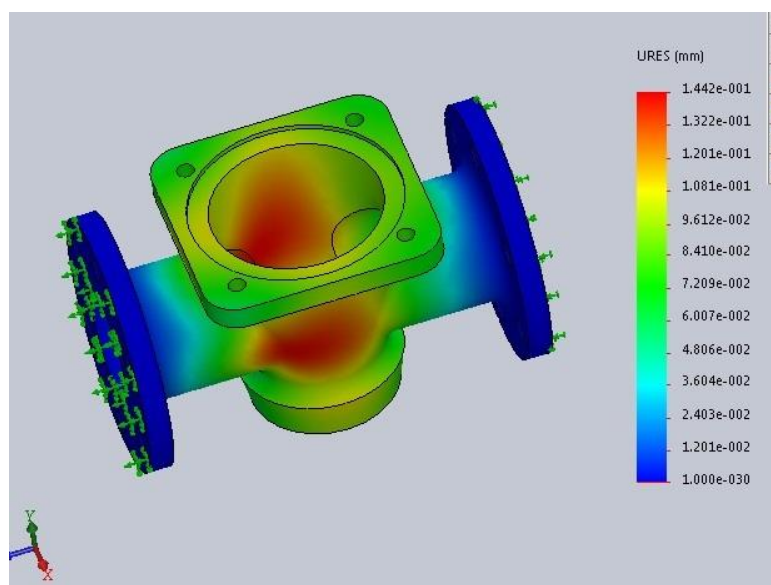
(Рис.22). Создание сетки



(Рис. 23). Напряжения

На данном изображении мы видим картину распределения напряжений в кране которые возникают под действием силы потока текущей жидкости.

Максимальные напряжения действуют на края, в месте где максимальное сопротивление, там и максимальный напор.



(Рис.24). Смещения

Из данного слайда видно, максимальное смещение возникает в пазе тех под пробку красное максимальное смещение 0,144 мм

8.Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» (приложение К).

8.1. SWOT-анализ

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в табличной форме (табл. 1).

Таблица 1

Матрица SWOT

	Сильные стороны	Слабые стороны
	научно-исследовательского проекта:	научно-исследовательского проекта:
	С1. Наличие бюджетного финансирования;	Сл1. Реальное внедрение результатов проекта не планируется;
	С2. Расчет насосно-компрессорных труб, фланцевого соединения, пробкового крана, 3D модель пробкового крана, проверка на напряжения;	Сл2 Упрощения и допущения, принимаемые в расчетах, например, не учтена критическая сжимающая нагрузка ;
	С3. Использование	Сл3. Проверка на напряжения была

	программного комплекса SolidWorks; С4. Высокая достоверность полученных результатов; С5. Возможность привлечения квалифицированных экспертов для реализации проекта.	произведена только рабочей области(корпуса) крана. Сл4. Отсутствие у исполнителя проекта практического опыта реализации проектов по проектированию ФА; Сл5. Возможные ошибки в расчетной части программного комплекса SolidWorks.
Возможности: В1. Сотрудничество с представителями предприятий – производителей ФА;; В2. Сотрудничество с предприятием, эксплуатирующим ФА; В3. Появление дополнительного спроса на исследование; В4. Получение гранта для дальнейших исследований;		

В5. Повышение стоимости конкурентных исследований.		
Угрозы: У1. Снижение спроса на данные исследования в связи со снижением объемов ввода новых скважин в эксплуатацию ; У2. Развитая конкуренция технологий; У3. Снижение бюджета на исследование; У4. Неточность расчетов в ходе моделирования.		

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Интерактивная матрица проекта представлена в табл. 2, табл. 3, табл. 4, табл. 5.

Таблица 2

Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	0	-	-	0	+
	B2	-	-	0	+	+
	B3	-	-	+	0	0
	B4	-	-	0	+	+
	B5	-	+	+	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C5, B2C4C5, B3C3, B4C4C5, B5C2C3.

Таблица 3

Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	B1	-	0	-	-	-

	B2	-	-	-	-	-
	B3	-	+	0	-	-
	B4	-	-	+	-	-
	B5	-	-	-	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B3Cл2, B4Cл3.

Таблица 4

Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	Y1	-	-	-	-	-
	Y2	0	0	-	-	+
	Y3	-	+	+	-	-
	Y4	-	-	+	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: Y2C5, Y3C2C3, Y4C3.

Таблица 5

Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта

Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	+	+	+	-	+
	У2	+	0	-	-	+
	У3	+	-	-	-	0
	У4	+	+	+	-	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл1Сл2Сл3Сл5, У2Сл1Сл2Сл5, У3Сл1Сл2Сл3Сл5, У4Сл1Сл2Сл3Сл5.

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (табл. 6).

Таблица 6

SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	С1. Наличие бюджетного финансирования;	Сл1. Реальное внедрение результатов проекта не планируется;
	С2. Расчет насосно-компрессорных труб,фланцевого соединения,пробкового крана,3D модель	Сл2 Упрощения и допущения, принимаемые в расчетах;
		Сл3. Отсутствие

	пробкового крана, проверка на напряжения. С3. Использование программного комплекса SolidWorks; С4. Высокая достоверность полученных результатов; С5. Возможность привлечения квалифицированных экспертов для реализации проекта.	возможности проверки результатов исследования с помощью практических опытов; Сл4. Отсутствие у исполнителя проекта практического опыта реализации проектов по проектированию ФА; Сл5. Возможные ошибки в расчетной части программного комплекса.
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ; В2. Сотрудничество с предприятием-изготовителем газотурбинных установок; В3. Появление дополнительного спроса на исследуемый	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»: В1С5 – для исследования проекта необходимы лаборатории ТПУ, допуск к которым имеет квалифицированный персонал;	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»: В3Сл2 – возможно появление дополнительного спроса на исследование в случае практического подтверждения полученных

продукт; В4. Получение гранта для дальнейших исследований; В5. Повышение стоимости конкурентных исследований.	В2С4С5 – исследования, проводимые для определения напряжений пробкового крана, должны быть интересны для предприятия с целью развития более совершенной продукции; квалифицированный персонал является гарантом качества выполняемых работ; В3С3 – появление дополнительного спроса к исследованию вследствие моделирования процессов в CAD/CAM системе SolidWorks; В4С4С5 – получение гранта связано с актуальностью решаемой проблемы при участии квалифицированного персонала;	результатов; В4Сл3 – в случае решения актуальных задач возможно получение гранта для дальнейшего развития проекта.
--	---	--

	B5C2C3 – удорожание проектов конкурентов, вследствие того, что нам не надо производить закупки материалов, т.к. проводим исследования в CAD/CAM системе SolidWorks.	
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на данные исследования; У2. Развитая конкуренция технологий; У3. Снижение бюджета на исследование; У4. Неточность расчетов в ходе моделирования.	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»: У2С5 – возможно развитие конкурентных разработок, если при их создании участвует квалифицированный персонал; У3С2С3 – возможно урезание бюджета, т.к. в основном смета затрат состоит из начисления зарплаты ввиду отсутствия необходимости закупки оборудования и материалов для	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»: У1Сл1Сл2Сл3Сл5 – возможно отсутствие спроса на данное исследование вследствие: применения некоторых упрощений при моделировании, учета только одного вида нагрузки, наличия некоторых погрешностей при отсутствии возможности проверки результатов; У2Сл1Сл5 – возможно развитие конкурентных

	исследования; У4С3 – существует вероятность появления погрешностей в расчетах, т.к. при исследовании используется не практические испытания, а моделирование процессов в CAD/CAM системе SolidWorks.	исследований вследствие осуществления более точных расчетов при минимальных упрощениях в проекте; У3Сл1 – есть вероятность урезания финансирования в случае проведения не полного исследования с использованием упрощений; У4Сл1Сл2Сл3Сл5 – на неточность результатов исследования напрямую влияют вводимые упрощения, наличие программных ошибок в сочетании с отсутствием практических опытов могут допустить наличие неточных расчетов при исследовании.
--	--	--

8.2. Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

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

По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе составим перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведем распределение исполнителей по видам работ.

Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в табл. 7.

Таблица 7 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение	Дипломник

		литературы по теме	
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, дипломник
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Подбор фонтанной арматуры, в соответствии с требованиями	Дипломник
	6	Построение модели пробкового крана и проведение исследования	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, дипломник
Оформления отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, дипломник

Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения

ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

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

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

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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i}, \quad (x)$$

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

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

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

Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}}, \quad (\text{x})$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (\text{x})$$

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

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

$T_{\text{пр}} = 14$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа. Все рассчитанные значения сведены в таблице 8:

Таблица 8 – Временные показатели проведения научного исследования

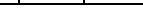
Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ож}$, чел-дни			
Составление и утверждение технического задания	1	4	2,2	Руков.	3	5
Выбор направления исследования	6	9	7,2	Руков.	7	11
Подбор и изучение литературы по теме	10	14	11,6	Дипл.	12	18
Календарное планирование работ по теме	2	4	2,8	Руков. дипл.	2	3
Поиск необходимых параметров для построения модели и проведения процесса симуляции	7	14	9,8	Дипл.	10	15

Построение модели лопатки осевого компрессора и проведение исследования	10	21	14,4	Дипл.	15	23
Оценка результатов исследования	7	9	7,8	Руков. дипл.	4	6
Составление пояснительной записки	7	14	9,8	Руков. дипл.	5	8

На основе таблицы 8 строим план график

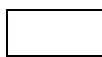
Таблица 9 – Календарный план график проведения НИР по теме

№ работ	Вид работ	Исполнители	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.		Март			Апрель			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление и утверждение технического задания	Руков.	5												
2	Выбор направления исследования	Руков.	11												
3	Подбор и изучение литературы по теме	Дипл.	18												

4	Календарное планирование работ по теме	Руков. дипл.	3					 						
5	Поиск необходимых параметров для построения модели и проведения процесса симуляции	Дипл.	15											
6	Построение модели лопатки осевого компрессора и проведение исследования	Дипл.	23											
7	Оценка результатов исследования	Руков. дипл.	6								 			
8	Составление пояснительной записки	Руков. дипл.	8								 			



- руководитель,



- дипломник.

Бюджет научно-технического исследования

Затраты на специальное оборудование и материальные затраты отсутствуют, поскольку настоящее исследование не требует покупки сырья и материалов, оборудования, запасных частей.

Основная заработная плата исполнителей темы

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

Расчет основной заработной платы сведен в таблице 10:

Таблица 10 – Расчет основной заработной платы

№ п/ п	Наименование этапов	Исполнитель и по категориям	Трудоемкос ть, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяс я на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу(окла дам), тыс. руб.
1	Составление и утверждение технического задания	Руководите ль	2,2	0,93	2,05

2	Выбор направления исследования	Руководитель	7,2	0,93	6,70
3	Подбор и изучение литературы по теме	Дипломник	11,6	0,23	2,67
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, дипломник	2,8	1,16	3,25
5	Поиск необходимых параметров для построения модели и проведения процесса симуляции	Дипломник	9,8	0,23	2,25
6	Построение модели лопатки осевого компрессора и проведение исследования	Дипломник	14,4	0,23	3,31

7	Оценка результатов исследования	Руководитель, дипломник	7,8	1,17	9,05
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, дипломник	9,8	1,17	11,37
Итого					40,65

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (x)$$

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:

$$З_{осн} = T_p \cdot З_{дн}, \quad (x)$$

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} * М}{F_{\text{д}}}, \quad (\text{x})$$

где $З_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

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

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица X – Баланс рабочего времени

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

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) * k_{\text{р}}, \quad (\text{x})$$

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

Таблица X – расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_d	k_r	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	T_r , раб. дн.	$Z_{осн}$, тыс. руб.
Руководитель	23,264	0,3	0,3	1,3	48,39	2,53	21	53,13
Дипломник	5,707	0	0	1,3	7,42	0,34	48	16,32
Итого $Z_{осн}$								69,45

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

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:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} * (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (x)$$

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 X – отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб	Дополнительная заработная плата, тыс. руб
	Исп. 1	
Руководитель	53,13	6,38
Дипломник	16,32	1,96
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого		
Исполнение 1	21,08	

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 X – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	69450	
2. Отчисления на социальные нужды	21080	
3. Накладные расходы	14484,8	16% от суммы 1-2
4. Бюджет затрат НТИ	105014,8	Сумма ст. 1-3

9.Социальная ответственность

Современная организация труда невозможна без создания благоприятных условий труда на каждом рабочем месте.

Механизация и автоматизация производственных процессов, научная организация труда основы снижения и исключения производственного травматизма, аварий и профессиональных заболеваний. В современных условиях главным в проблемах безопасности труда является создание техники, исключающей несчастные случаи на производстве.

Охрана труда и техника безопасности в нефтегазовой промышленности имеет ряд специфических особенностей, технологическим процессам присущи высокие давления и повышенные температуры. В них используются агрессивные и токсичные вещества, большие массы горючих жидкостей и газов, взрывоопасные и радиоактивные вещества, что потенциально может стать причиной производственных несчастных случаев и заболеваний.

Основными причинами, которые могут повлечь за собой создание аварийного положения и угрозу безопасности обслуживающего персонала, являются неправильная эксплуатация аппаратуры и оборудования установки, нарушение герметичности аппаратуры, оборудования и трубопроводов, нарушение технологического режима, отсутствие чистоты рабочего места, пренебрежение правилами личной безопасности, курение в местах, не оборудованных для этой цели.

К тому же существует вероятность чрезвычайных ситуаций, таких как взрывы, возникающие в результате разрушений газовых ёмкостей, коммуникаций и аппаратов; пожары, возникающие из-за повреждения отопительных печей, электропроводки, ёмкостей и трубопроводов с легко воспламеняющимися жидкостями; загрязнение местности, атмосферы и

водоёмов, возникающее при разрушении резервуаров и технологических коммуникаций, ядовитыми веществами, которые могут стать причиной летальных исходов среди работников объекта и жителей города, в котором расположен объект.

Кроме того, эти чрезвычайные ситуации неизбежно приведут к загрязнению окружающей среды и ухудшению экологической обстановки в городе или во всём регионе. Для предотвращения негативного воздействия функционирования проектируемых объектов на окружающую среду последние должны соответствовать экологическим требованиям, установленным техническими регламентами и законодательством в области охраны окружающей среды. Объектом исследования разработки данного проекта является колонная головка, предназначенная для подвески обсадных колонн, герметизации межколонных пространств, контроля давления в них. В связи с этим рассмотрим производственную среду и дадим анализ производственных факторов при работе устройства.

9.1. Шум и вибрация

На объектах газовой промышленности источниками шума в основном являются механические, гидродинамические, электромагнитные и другие нестационарные процессы, упругие колебания, пульсации потоков жидкостей и газов, сложное движение инерционных тел, работа редукторов и др. Шум, вибрации, ультразвук разрушительно действуют на организм человека в целом и относятся к вредным факторам в условиях труда.

Наиболее опасными производственными операциями при разработке нефтяных и газовых месторождений являются: спуско-подъемные (укладка труб и насосов, свинчивание, развинчивание и подъем труб и штанг с мостков), подготовительные работы (монтаж, демонтаж), погрузочно-разгрузочные работы, установка на устье спецагрегатов и спецоборудования.

Характеристики производственной среды на рабочем участке

Природный газ представляет собой смесь газов, не имеет цвета и запаха.

Краткая характеристика производственной среды вредных веществ приведена в таблице 1.

Таблица 1. Краткая характеристика веществ

Наименование вещества	ПДК, %		Класс опасности	Температура, С°		Объемная доля предела взрываемости, %	
	Рабочая зона ОБУВ	населенный пункт		вспышки	самовоспламенения	НПВ	ВПВ
Газ попутный (C1-C5)	50	0,008	III	-	405...580	6,0	13,5
Сероводород	10		III	-	246	4,3	46,0

Пределные углеводородные газы являются одновременно наркотическими ядами и ядами крови. Токсичность нефтяных газов

возрастает при содержании в них сернистых соединений. Газ, попадая на кожу человека, обезжиривает, сушит ее, вызывает зуд, красноту. При этом происходит растрескивание ткани, развиваются кожные заболевания (экзема). Газ и его пары могут вызывать острые и хронические отравления всего организма.

Сероводород в организме человека действует:

- 1) на окислительные процессы (на 80-85% снижает способность гемоглобина крови поглощать кислород);
- 2) на центральную нервную систему (возбуждает, вызывает паралич дыхательного и сердечно сосудистого центров);
- 3) на кровь (повышает количество эритроцитов, свертываемость и вязкость крови).

Отравление организма происходит при одновременном действии сероводорода на организм человека в целом. Токсическая опасность сероводорода резко повышается при действии, например, в составе нефтяного газа. Кроме веществ имеющих токсичные свойства, в рабочей зоне также присутствуют вещества, имеющие взрывопожарные свойства.

Распределение взрывоопасных смесей по категориям и группам по ГОСТ 12.1.011–78 приведено в таблице 5.

В зависимости от количества и пожаро- взрывоопасных свойств веществ, особенностей технологических процессов, все здания, сооружения, помещения производства подразделяются на категории. Классификация производств и сооружений газопромысла, где непосредственно эксплуатируется проектируемая установка. в соответствии с НПБ 105–95 и ПУЭ приведена в таблице 2:

Таблица 2. Категория и группа взрывоопасных смесей

Категория и группа взрывоопасных смесей	Вещества, образующие с воздухом Взрывоопасную смесь
11А-ТЗ	Нефть, дизельное топливо ДЗ, бензин А-66, А-72, А-76
11В-ТЗ	Сероводород, дизельное топливо (зимнее)

Таблица 3. Классификация производств и сооружений газопромысла

Наименование пр-в и сооружений	Категория пр-ва НПБ 105-95	Класс взрывоопасности (по ПУЭ)	Характеристика среды	Примечание
1	2	3	4	5
Устья газовых скважин	А	В-1г	Природный газ.	В пределах взрывоопасной зоны согласно ПУЭ.

Устья нагнетатель- ных скважин	В	Не взрывоопасное	Вода с неболь- шим содержа- нием нефти и газа.	При ремонте устье скважины относится к наружным установкам класса В-1г, опасность по смесям 2ТЗ.
---	---	---------------------	--	---

9.2. Контроль и мероприятия при чрезвычайных ситуациях

Предприятия газодобывающей промышленности являются пожаро-взрывоопасными хозяйственными объектами, поэтому необходимо производить оценку их устойчивости в чрезвычайных ситуациях.

Устойчивость работы хозяйственного объекта – это способность объекта в чрезвычайной ситуации выполнять свои функции и производить продукцию в запланированном объёме и номенклатуре, а при получении слабых и частично средних разрушений, восстанавливать своё производство в короткие сроки.

Следует учесть что устойчивость работы хозяйственного объекта может определяется следующими факторами:

- 1) надёжность защиты работников от поражающих факторов, при возникновении чрезвычайной ситуации;
- 2) физическая устойчивость объекта к воздействию поражающих факторов;
- 3) надёжность снабжения хозяйственных объектов электроэнергией.

Обеспечение устойчивости хозяйственного объекта может вестись по двум направлениям:

- 1) применение специальных стандартов и норм на стадии проектирования и строительства хозяйственных объектов;
- 2) внедрение комплекса мероприятий по повышению устойчивости работы функционирующих объектов.

Для исследования, контроля устойчивости работающего объекта будет создана специальная комиссия под председательством руководителя объекта или главного инженера, которая будет включать в себя всех ведущих специалистов объекта, представителей проектных и научно-исследовательских организаций участвующих в разработке и проектировании объекта. По итогам работы комиссии будет составляться отчётный доклад и план-график проведения мероприятий по повышению устойчивости работы объекта в чрезвычайной ситуации. В нём будут указываться мероприятия, выполняемые до, во время и после чрезвычайной ситуации. В дальнейшем, по мере расширения реконструкции объекта, в разработанный план-график будут вноситься коррективы и дополнения.

9.3. Порядок составления планов ликвидации аварий на взрывопожароопасных объектах

На каждый взрывопожароопасный объект или его взрывопожароопасный участок должен быть составлен план ликвидации аварий (ПЛА).

В плане ликвидации аварий должны предусматриваться:

- места возникновения опасных участков и условия, опасные для жизни людей;

- План по спасению людей, застигнутые аварией;
- План по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения, а также первоочередные действия производственного персонала при возникновении аварии;
- места расположения средств для спасения людей и ликвидации аварий;
- порядок пользования с газоспасательными, пожарными и противодымными отрядами.

План ликвидации аварий должен содержать:

- пункты, в которых будут предусмотрены все виды аварий на данном объекте, одобрены мероприятия по спасению людей и ликвидации аварий, лица, ответственные за выполнение мероприятий и исполнители, места нахождения средств для спасения людей и ликвидации аварий;
- распределение обязанностей между отдельными лицами, участвующими в ликвидации аварии;
- должностные лица и учреждения, которые должны быть немедленно извещены об аварии;
- чертежи распределения основных коммуникаций в соответствии с требованиями безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- инструменты, средства защиты, материалы, находящихся в аварийных помещениях с указанием их количества и основной характеристики.

В оперативной части плана ликвидаций аварий должны предусматриваться:

- методы сигнализации об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон);

- безопасные выходы;
- меры безопасности лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведения предусмотренных мероприятий;
- необходимость и последовательность выключения электроэнергии, остановки оборудования, аппаратов, перекрытия источников поступления вредных и опасных веществ;
- выставления на путях подхода (подъезда) к опасным местам постов для контроля за пропуском в загазованную и опасную зоны;

Ознакомления с планом ликвидации аварий должно быть оформлено в личных картах инструктажа всех рабочих под расписку.

9.4. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при фонтанном способе добычи нефти

Обвязка фонтанной скважины, ее коммуникации (емкости, амбары и пр.) должны быть подготовлены к приему продукции скважины до перфорации эксплуатационной колонны. Не допускается сток газа в общие амбары и ловушки по открытым канавам.

Монтаж и обслуживание оборудования должны производиться в соответствии с указаниями инструкций и «Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности».

Фланцевые соединения трубопроводов и фонтанной арматуры, работающие при высоких давлениях, уплотняются металлическими кольцами.

Рабочие буровой бригады и операторы промысла должны быть предварительно обучены работе с оборудованием, а также проинструктированы по пожарной безопасности и взрывоопасности.

На скважине во время монтажа и эксплуатации оборудования должны иметься все необходимые средства пожаротушения.

При обслуживании оборудования категорически запрещается:

- 1) производить работы по монтажу при наличии давления в оборудовании;
- 2) при сбрасывании давления разрядными пробками стоять в направлении их оси;
- 3) стоять вдоль оси обратного клапана и оси нагнетателя при набивке смазки в задвижку, уплотнения нагнетателем смазки;
- 4) применять дополнительный рычаг для увеличения крутящего момента на маховике задвижки.

Сборку оборудования фонтанной скважины следует производить комплектом, оснащенными шпильками с прокладками, подтвержденными техническими нормами на поставку оборудования.

В процессе освоения фонтанной скважины спускать и поднимать насосно-компрессорные трубы следует только с установленным малогабаритным превентором и при наличии на мостках задвижки с катушкой и патрубком, соответствующим максимальному давлению, ожидаемому на устье скважины. В случае нефтегазопроявлений в скважине, а также в случае аварийного отключения освещения в темное время суток при спуске или подъеме труб следует немедленно закрыть превентор и установить на устье и закрыть указанную задвижку, прекратить дальнейшие работы. Устье скважины также будет герметизироваться при длительных остановках. Запрещается после вызова притока нефти закрывать выкидную линию скважины, пока не будет извлечена вся аэрированная жидкость.

Во время испытания на всех дорогах, проходящих вблизи скважины или ведущих к ней, на расстоянии не менее 250 м (в зависимости от направления и силы ветра) выставляются посты и устанавливаются знаки, запрещающие проезд, курение и разведение огня.

Пожароопасность скважин характеризуется следующими факторами:

- легковосгораемостью продукции скважины;
- сосредоточенностью на ограниченной по размерам площади скважин;
- вероятностью газовых проявлений при освоении скважин и ремонтных работах;
- максимальным давлением газовой смеси на выкиде скважин;
- вероятностью перехода огня от горящей скважины на соседние;
- образованием скопления газа в районе куста скважин;
- наличием очагов воспламенения.

Все это может привести к разгерметизации оборудования и, в зависимости от его назначения, к утечкам газа, а это, в свою очередь, к возникновению взрывоопасной концентрации газовой смеси и как следствие к взрыву или пожару.

Следует особо следить за сохранностью герметичности задвижки и не допускать разрушения или выбивания.

Нельзя допускать возникновения на небольших участках кратковременных загораний и пожаров, которые могут перейти в большие.

Необходимо не допустить условия возникновения пожара и загорания –наличие горючей среды, окислителя и источников зажигания.

Таковыми источниками на промысле могут быть механические (фрикционные) и электрические искры, пирофорные отложения, нагретые поверхности, открытый огонь и т. д.

Нельзя допускать токов молнии и вторичных ее проявлений также образуются искрения, обусловленные пробоями воздушных промежутков, перекрытиями и пробоями изоляции, нагревом токоведущих частей и т. д.

Так как пожары легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, горючих газов – сложные, и нередко длительные по времени процессы, возникающие при образовании фонтанов, особое внимание следует обратить на герметичность резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, коррозию нефтепроводов и газопроводов и т. д. Нефтепродукты, разлившиеся на значительные площади эффективно тушить воздушно–механической пеной. Следует иметь в виду что при долгом возгорании продуктов, образующих слой бензина, сырья нефти и др., продолжительность тушения могут увеличиваться. При пожаре нефтепродуктов в железобетонных резервуарах существенное влияние на процесс пенотушения также оказывают нагретые конструкции. Пена от соприкосновения с конструкциями, а также от выделяющегося тепла быстро разрушается. Поэтому конструкции необходимо интенсивно охлаждать. Нефтепродукты с температурой вспышки выше 60°C (дизельное топливо, газойль и др.) рекомендуется тушить способом перемешивания с воздухом. При определении видов и количества первичных средств пожаротушения следует учитывать физико-химические и пожароопасные свойства горючих веществ, их отношение к огнетушащим веществам, а также площадь производственных помещений, открытых площадок и установок. Для тушения небольших очагов пожаров при воспламенении веществ, горение которых не может происходить без доступа воздуха, необходимо иметь под рукой асбестовые полотна, грубошерстные ткани и войлок размером не менее 1×1 м.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.009-83, бочки для хранения воды должны иметь объем не менее 0,2 м³ и комплектоваться

ведрами. Ящики для песка должны иметь объем 0,5, 1,0 и 3,0 м³ и комплектоваться совковой лопатой по ГОСТ 3620-76. Емкости для песка, входящие в конструкцию пожарного стенда, должны быть вместимостью не менее 0,1 м³. Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание осадков.

Выбор типа и расчет необходимого количества огнетушителей рекомендуется производить в зависимости от их огнетушащей способности, предельной площади, класса пожара горючих веществ и материалов в защищаемом помещении или на объекте согласно ИСО N 3941-77 ок.

Установки пожарной автоматики должны находиться в исправном состоянии и постоянной готовности, соответствовать проектной документации. Перевод установок с автоматического пуска на ручной не допускается, за исключением случаев, оговоренных в нормах и правилах. Станция пожаротушения должна быть обеспечена схемой обвязки и инструкцией по управлению установкой при пожаре каждого узла управления должна быть вывешена табличка с указанием защищаемых помещений, типа и количества оросителей в секции установки. Системы оповещения о пожаре должны обеспечивать в соответствии с планами эвакуации передачу сигналов оповещения одновременно по всему зданию (сооружению) или выборочно в отдельные его части (этажи, секции и т.п.). При обеспечении надежности для передачи текстов оповещения и управления эвакуацией допускается использовать внутренние радиотрансляционные сети и другие сети вещания, имеющиеся на объекте.

10. Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы на основе анализа литературы, были рассмотрены общие сведения о фонтанной арматуре, произведен подбор фонтанной арматуры по устьевому давлению равному 14МПа, а именно: АФК1Э-65х14 ХЛ. Были произведены расчёты такие как: НКТ на прочность, расчет фланцевого соединения, расчет пробкового крана. По результатам расчетов спроектирован узел колонной головки, выполнен сборочный чертеж спроектированного изделия, спроектирована 3d модель пробкового крана и произведен расчет на прочность.

11.Список использованной литературы

1. Справочник по нефтепромысловому оборудованию // Под ред. Е.И. Бухаленко. М.: Недра, 1983. – 400 с.
2. Ибрагимов Г.З., В.Н. Артемьев В.Н., Иванов А.И., Кононов В.М. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа: Учебное пособие. – М.: Изд-во МГОУ, 2005. – 243 с.
3. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа: В 2 ч. – М: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002.
4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М:ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.– 816 с.
5. Шульга В. Г., Бухаленко Е. И. Устьевое оборудование нефтяных и газовых скважин. Справочная книга, М., «Недра», 1978. 235 с.