

КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ имени К.И. САТПАЕВА

СЭТБАЕВ  
УНИВЕРСИТЕТИ



ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

КАФЕДРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МАШИНЫ И  
ОБОРУДОВАНИЕ





«Допущена к защите»  
Заведующий кафедрой ТМиО  
канд. техн. наук, ассоц. проф.  
К.КЕлемесов  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: «Модернизация замковой опоры УШСН с подачей 30 м<sup>3</sup>/сут и напором 1150

5В072400 – «Технологические машины и оборудование»

Выполнил выпускник  Жаркеев А.Т.

Научный руководитель  лектор: Даурова Р.В

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И. Сатпаева

Горно-металлургический институт им. О.А Байконурова

Кафедра Технологические машины и оборудование „

5B072400 – Технологические машины и оборудование



**УТВЕРЖДАЮ**  
Заведующий кафедрой ТМиО  
канд. техн. наук, профессор  
К.К. Елемесов  
« 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение дипломной работы**

Обучающемуся: Жаркеев Алмат Тимурович

Тема дипломной работы: «Модернизация замковой опоры насоса с подачей 30 м<sup>3</sup>/сут и напором 1150»

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ 2018 г.

Срок сдачи законченной работы «10» мая 2019 г.

Исходные данные к дипломной работе:

Подача 30м/сут и напором 1150м.

Перечень подлежащих разработке в дипломной работе вопросов или краткое содержание дипломной работы:

а) модернизация замковой опоры вставного скважинного насоса

б) повышение надежности замковой опоры

в) назначение и принцип устройства

– проверочный расчет резьбы муфты;

– расчет плунжера на прочность;

– расчет на прочность деталей насоса;

– расчет фланцевого соединения;

Перечень графического материала: Общий вид станка-качалки, 2 сборочных чертежа, 1 патентный лист и детализовка ( 2 листа формата А1)

## **АНДАТПА**

Осы дипломдық жобасында сорғы тірегін жанғырту процесі сипатталған. Мен сорғы тірегін жақсартым және оның сенімділігін арттырдым. Сонымен қатар, бұл жұмыста сорғының негізгі қосалқы бөлшектерінің беріктігіне есептер көрсетілген.

## **АННОТАЦИЯ**

В дипломном проекте рассмотрена модернизация замковой опоры вставного скважинного насоса, для данных условий выбран способ добычи нефти при помощи скважинной штанговой насосной установки (СШНУ). Мною была произведена модернизация замковой опоры и повышение надежности, описано ее назначение, устройство и принцип работы модернизированной замковой опоры. Произведены расчеты на прочность основных и наиболее нагруженных элементов насоса.

## **ANNOTATION**

The thesis project examined the modernization of the castle support insertable downhole pumps. I have upgraded the lock support and improved reliability, described its purpose, device and principle of operation of the upgraded lock support. Calculations for the strength of the main and most loaded elements of the pump are made.

## СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	3
1	Установка штанговых скважинных насосов для добычи нефти	5
1.1	Штанговые скважинные насосные установки	5
1.2	Длинноходовые глубиннонасосные установки	9
2	Расчетная часть	12
2.1	Проверочный расчет резьбы муфты	12
2.2	Расчет плунжера на прочность	12
2.3	Расчет на прочность деталей насоса	14
2.4	Расчет нагрузок действующих в точке подвески штанг	14
2.5	Сравнительный анализ усилий срыва вставного насоса стандартного исполнения и насоса с модернизированной замковой опорой	16
2.6	Анализ напряженно-деформированного состояния корпуса замковой опоры	17
3	Патентная проработка и литературный обзор замковой опоры вставного скважинного насоса	23
3.1	Патентная проработка	23
3.2	Литературный обзор	
3.2.1	Крепление штанговых глубинных насосов	26
3.2.1.1	Крепление извлекаемых всасывающих клапанов в вставных насосах	26
3.3	Описание модернизированной замковой опоры	33
4	Экономическая часть	34
4.1	Оценка экономической эффективности предлагаемых мероприятий	34
5	Безопасность и экологичность проекта	36
5.1	Основные направления обеспечения безопасности и экологичности добычи нефти	36
5.1.1	Характеристика производственной среды	36
	Заключение	37
	Список используемой литературы	38

## ВВЕДЕНИЕ

Нефть и газ превратились в главные источники энергетической мощи человеческого общества и в важнейший источник химического сырья. Обеспеченность государства нефтегазовым сырьём предопределяет уровень экономического развития страны и технического прогресса.

Дальнейшее развитие нефтегазодобывающей промышленности связано с новым этапом, главными особенностями которого являются необходимость вовлечения в разработку всё большего числа мелких месторождений, месторождений со значительными глубинами скважин, месторождений с высоковязкими нефтями, с нефтями, насыщенными агрессивными средами. Оно связано с большим освоением месторождений на Крайнем Севере. Для развития отрасли на этом этапе решающее значение приобретают резкое увеличение нефтегазоотдачи пластов и доработка многочисленных истощенных и разрабатываемых в настоящее время месторождений.

Всё это может быть осуществлено лишь при условии обеспечения нефтегазодобывающей промышленности машинами и оборудованием необходимой номенклатуры, с нужными параметрами и характеристиками, высоконадёжных и в необходимом количестве.

Развитие нефтяной и газовой промышленности характеризуется интенсивным внедрением в производство новой техники и технологии, средств автоматизации и автоматизированных систем управления производством (АСУП).

Вместе с тем перед работниками нефтяной и газовой промышленности стоят ещё многие нерешённые проблемы по увеличению эффективности эксплуатации залежей нефти и газа. Сложнейшей задачей является повышение нефте- и газоотдачи пласта.

В настоящее время извлекаемые запасы нефти не превышают 45-50% от абсолютных. В недрах остаются неизвлечёнными значительные количества газа и конденсата. Многие ещё предстоит сделать по утилизации всего газа, добываемого вместе с нефтью, по автоматизации объектов газонефтедобывающих предприятий и внедрению автоматизированной системы управления (АСУ) нефтяной и газовой промышленностью. Необходимо предпринять меры по извлечению остаточных запасов из многочисленных старых залежей нефти.

В недалёком будущем предстоит решить сложные задачи по освоению залежей нефти и газа в шельфовых зонах.

Современный этап развития нефтедобычи характеризуется широким применением механизированного способа подъёма нефти из скважин.

Характерными особенностями развития нефтяной промышленности в нашей стране за последнее десятилетие являются увеличение обводнённости добываемой нефти, а также снижение дебита нефтедобывающих скважин.

В связи с этим в России всё большее число скважин переводится с фонтанного и газлифтного способов добычи нефти, а также с добычи нефти при помощи электроцентробежных насосов на добычу нефти при помощи штанговых насосов.

Широкое распространение штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ) обусловлено прежде всего применением скважинного насоса объёмного типа, что обеспечивает:

- отбор пластовой жидкости в объёме от долей до сотен кубических метров в сутки при приемлемых энергетических затратах;
- простоту обслуживания и ремонта в промышленных условиях;
- малое влияние (по сравнению с другими способами) на работу установки физико-химических свойств жидкости.

Однако добыча нефти с помощью ШСНУ производится на базе относительно старой технологии и техники добычи нефти, особенно это относится к скважинному и внутрискважинному оборудованию и технологическим операциям, проводимым с помощью этого оборудования. Это привело к известному противоречию между интенсивными системами разработки и устаревшей техникой и технологией добычи нефти.

Особенно актуальной становится разработка, изготовление и испытание нового оборудования в свете увеличения обводнённости добываемой нефти.

Наиболее распространённым видом механизированной добычи нефти являются установки скважинных штанговых насосов (ШСНУ), которыми в странах СНГ оборудовано свыше 57 % общего фонда нефтяных скважин. С точки зрения экономических возможностей ШСНУ обеспечивают высокий напор в диапазоне подач от 5 до 50 м<sup>3</sup>/сут. В области подач от 1 до 40 м<sup>3</sup>/сут. ШСНУ имеет более высокий к.п.д. по сравнению с другими способами добычи нефти, и при подаче, равной 35 м<sup>3</sup>/сут., он может достигать максимального значения (37%). Таким образом, применение ШСНУ для работы в условиях малого дебита скважин является наиболее выгодным.

# 1 УСТАНОВКА ШТАНГОВЫХ СКВАЖИННЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

В основу эксплуатации скважин насосами с механическим приводом положено использование объёмного насоса, спускаемого в скважину и приводимого в действие приводом, расположенным на поверхности.

Известные отечественные и зарубежные установки можно разделить на две большие группы:

- штанговые скважинные насосные установки;
- длинноходовые глубиннонасосные установки.

## 1.1 Штанговые скважинные насосные установки

Штанговая скважинная насосная установка (ШСНУ) состоит из привода, устьевого оборудования, колонны насосных штанг, колонны насосно-компрессорных труб, скважинного насоса и вспомогательного подземного оборудования. В редких отдельных случаях какой-либо из перечисленных элементов может отсутствовать, тогда его функцию выполняют другие элементы ШСНУ.

Привод предназначен для преобразования энергии двигателя в механическую энергию колонны насосных штанг, движущихся возвратно-поступательно.

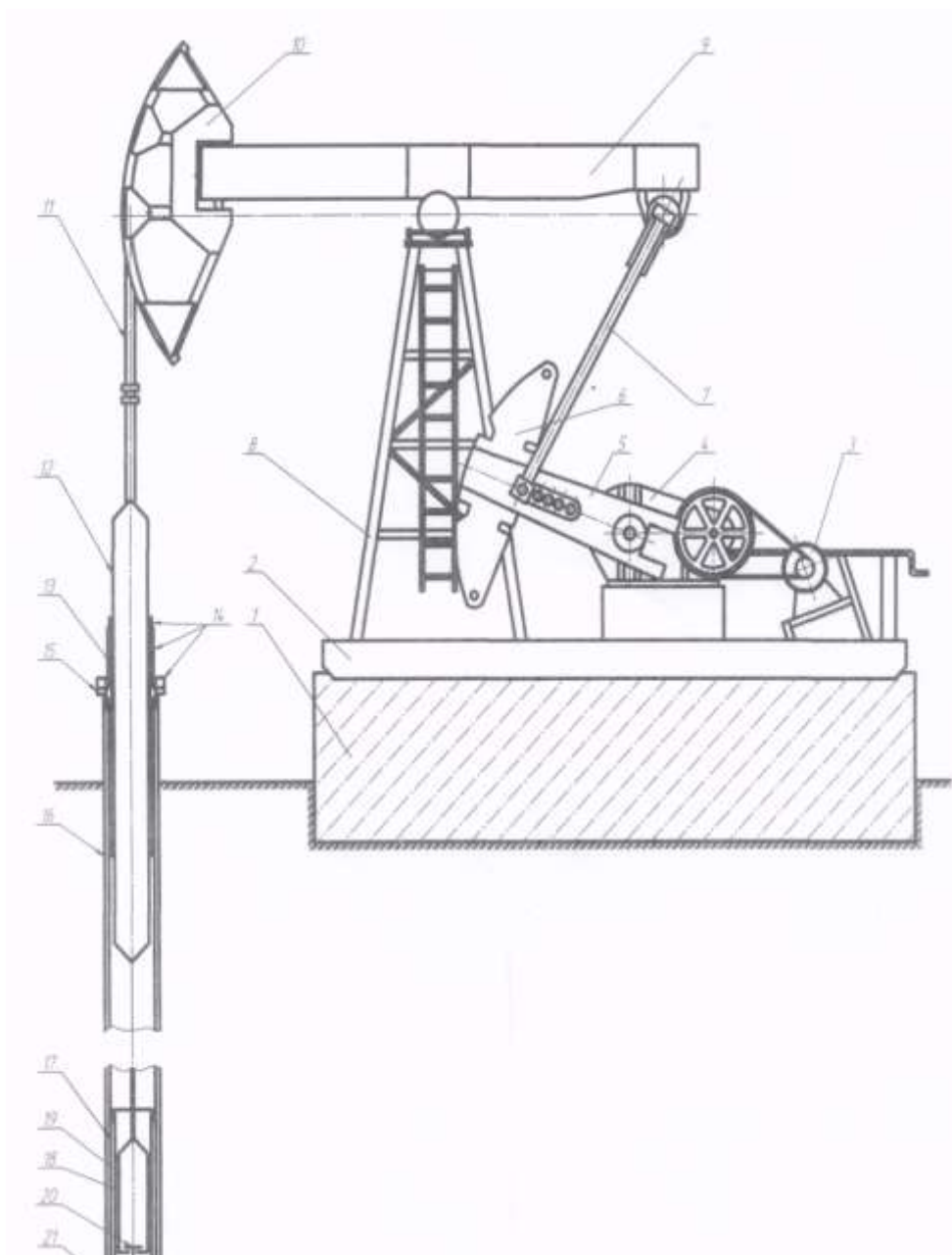
Колонна насосных штанг представляет собой стержень, состоящий из отдельных штанг, соединённых друг с другом резьбовыми соединениями. Колонна насосных штанг передаёт механическую энергию от привода к скважинному насосу.

Скважинный насос (как правило, плунжерный) преобразует механическую энергию движущихся штанг в механическую энергию откачиваемой пластовой жидкости.

Колонна насосно-компрессорных труб служит каналом для подъёма откачиваемой пластовой жидкости и обеспечивает удержание на весу цилиндра скважинного насоса.

Устьевое оборудование герметизирует внутреннюю полость колонны НКТ, её соединения с нефтепромысловым коллектором, а также фиксирует верх колонны НКТ.

Вспомогательное подземное оборудование устанавливается в зависимости от особенностей каждой скважины [4, с.104]. В комплект могут входить: якорь, фиксирующий низ колонны НКТ относительно эксплуатационной колонны, газовые и песочные якоря для отделения из пластовой жидкости, поступающей на приём скважинного насоса, газа и песка, иногда клапаны-отсекатели пласта.



- 1 – фундамент; 2 – рама; 3 – электродвигатель; 4 – редуктор;  
 5 – кривошип; 6 – груз; 7 – шатун; 8 – стойка; 9 – баланси́р;  
 10 – головка баланси́ра; 11 – подвеска канатная; 12 – плунжер;  
 13 – цилиндр; 14 – арматура устьевая; 15 – головка колонная;  
 16 – колонна эксплуатационная; 17 – нкт; 18 – плунжер;  
 19 – элемент упругоэластичный; 20 – клапан нагнетательный;  
 21 – цилиндр; 22 – клапан всасывающий; 23 – участок

Рисунок 1.1 – Штанговая скважинная насосная установка перфорации.

В отдельных случаях колонна штанг может быть полой, и ее внутренняя полость используется в качестве канала для подъема пластовой жидкости. При



этом колонна НКТ может отсутствовать, а цилиндр скважинного насоса фиксируется специальным якорем с пакером.

Рассмотрим отдельные элементы установки на примере ШСНУ с балансирным станком-качалкой (рисунок 1.1).

Штанговая скважинная насосная установка включает в себя привод, располагаемый в непосредственной близости от устья скважины. Известно большое число различных конструкций приводов. Привод ШСНУ обеспечивает вертикальное возвратно-поступательное перемещение верхней точки колонны штанг. Последняя собирается из отдельных штанг длиной 8 м, диаметром 16-25 мм, соединяемых друг с другом посредством резьбовых муфт.

Первая, верхняя штанга (устьевой шток) имеет, как правило, несколько больший диаметр (до 38 мм) и пропущена через устьевой сальник, обеспечивающий герметизацию внутренней полости НКТ.

Колонна насосно-компрессорных труб соединяет скважинный насос (его цилиндр) с устьевым оборудованием и образует канал для движения вверх пластовой жидкости, откачиваемой скважинным насосом. Колонна собирается из отдельных труб 17 длиной 8-11 м и диаметром 38-102 мм с помощью муфт.

Устьевое оборудование имеет корпус, в котором расположен устьевой сальник, боковой отвод для соединения внутренней полости НКТ с промышленным коллектором, а также боковой отвод, сообщающийся с затрубным пространством. Устьевой сальник снабжен механизмом для регулировки его затяжки и фиксации уплотнённого элемента.

Штанговый скважинный насос представляет собой насос одинарного действия [4, с.105]. Он состоит из цилиндра, соединённого с колонной НКТ, плунжера, соединённого с колонной штанг. Нагнетательный клапан установлен на плунжере, а всасывающий – в нижней части цилиндра.

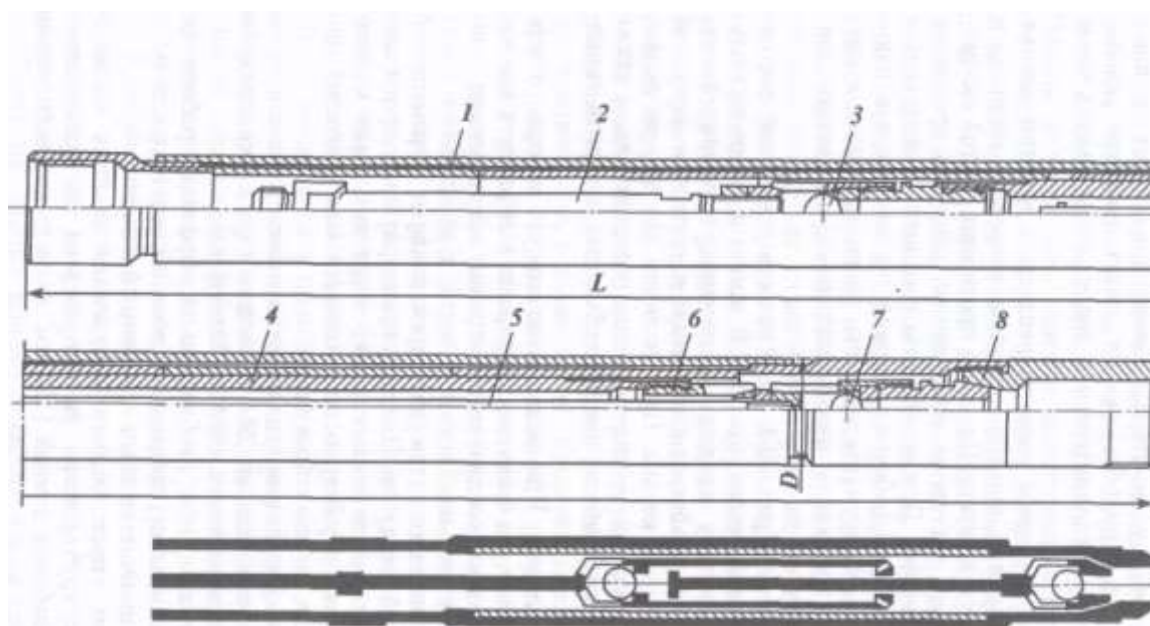
Ниже насоса при необходимости устанавливается газовый IV или песчаный якорь. В них газ и песок отделяются от пластовой жидкости [4, с.106]. Газ направляется в затрубное пространство между насосно-компрессорной 17 и эксплуатационной 16 колоннами (на фрагментах I-IV рисунка эксплуатационная колонна не показана), а песок осаждается в корпусе якоря.

При работе ШСНУ энергия от электродвигателя передаётся через редуктор к кривошипно-шатунному механизму, преобразующему вращательное движение выходного вала редуктора через балансир с головкой в возвратно-поступательное движение колонны штанг. Связанный с колонной плунжер также совершает возвратно-поступательное движение. При ходе плунжера вверх нагнетательный клапан закрыт давлением жидкости, находящейся под плунжером, которая по колонне насосно-компрессорных труб движется вверх – происходит её откачивание. В это время впускной всасывающий клапан открыт, и жидкость заполняет объём цилиндра насоса под плунжером.

При ходе плунжера вниз всасывающий клапан под действием давления столба жидкости закрывается, нагнетательный клапан открывается, и жидкость перетекает в надплунжерное пространство цилиндра.

Поднятая на поверхность жидкость через боковой отвод устьевого сальника поступает в промысловый коллектор.

В зависимости от специфических особенностей промыслов или отдельных скважин применяют и другие конструкции элементов ШСНУ.



- 1 - цилиндр; 2 - шток; 3 - нагнетательный клапан;  
4 - плунжер; 5 - захватный шток; 6 - наконечник  
плунжера; 7 - всасывающий клапан; 8 – седло

Рисунок 1.2 - Насос скважинный штанговый исполнения НН1С

Как видно, ШСНУ представляет собой насосный агрегат, вертикальный габарит которого соответствует расстоянию от ШСН до привода. В результате его гидравлическая часть – плунжер с цилиндром – удалена от механической, т. е. привода, расположенного на поверхности до 3000-4000 м. Эта же величина и определяет вертикальный габарит всей установки в целом. Диаметральные размеры гидравлической части установки, т. е. колонн НКТ, штанг и скважинного насоса, весьма малы по сравнению с линейными.

Из-за этих особенностей ШСНУ на работу существенно влияют упругие деформации её наиболее длинных элементов – колонны штанг и НКТ, а также собственные веса подвижных частей установки, которые соизмеримы, а в ряде случаев превышают полезные нагрузки, возникающие в процессе подъёма пластовой жидкости.

Всё это предопределяет конструктивные особенности основных элементов и узлов ШСНУ [4, с.107].

## 1.2 Длинноходовые глубиннонасосные установки

Примером длинноходовой глубиннонасосной установки может служить разработанная и изготовленная в 1997-1998 годах Уфимским государственным нефтяным техническим университетом совместно с НГДУ «Арланнефть» и Нефтекамским заводом нефтепромыслового оборудования длинноходовая глубиннонасосная установка для одновременной эксплуатации двух соседних нефтяных скважин.

Данная установка предназначена для подъёма жидкости из двух рядом расположенных нефтяных скважин с обсадными колоннами диаметром 127 мм и более в условиях умеренного и холодного (район I) макроклиматических районов по ГОСТ 16350-80.

Верхние концы штанг, опущенных в две соседние скважины, соединяются цепью, перемещающейся по двум звёздочкам: ведущей и направляющей. Звёздочки расположены в герметичных одинаковых устьевых кожухах, соединённых герметичной соединительной трубой.

Наземное оборудование двух соседних скважин показано на рисунке 1.3. Устьевая арматура двух соседних скважин может быть установлена на разной высоте, поэтому кожух ведущей звёздочки и кожух направляющей звёздочки герметично соединяются с насосно-компрессорными трубами с помощью соответствующих размеров патрубков.

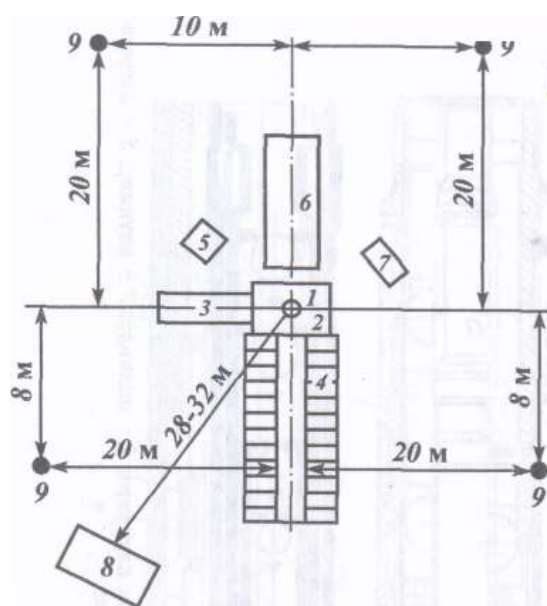
Соединяющая два соседних устья герметичная труба состоит из двух секций, соединённых сильфоном. Наличие сильфона вызывается необходимостью компенсации температурных изменений размеров соединительной трубы.

В герметичной внутренней полости соединительной трубы перемещается возвратно-поступательно цепь, соединённая с верхними частями колонн штанг. Возвратно-поступательное движение цепи и жёстко связанных с ней плунжеров осуществляется ведущей звёздочкой, получающей реверсивно-вращательное движение от редуктора через карданный вал.

Привод редуктора осуществляется от гидромотора, установленного вместе с редуктором на общей плите и соединённого с входным валом редуктора с помощью муфты. На этой же плите смонтирован узел тормоза и аппарат реверсирования, с помощью которого осуществляется реверс гидромотора в крайних точках положения плунжера.

Для уменьшения динамических нагрузок скорость перемещения плунжера в насосно-компрессорных трубах от состояния покоя (в крайних точках положения плунжера) до своего максимального значения должна нарастать медленно. Реально это нарастание скорости должно происходить за время от 3 до 10 секунд, и время это зависит, в основном, от технических параметров глубиннонасосного оборудования, характеристики поднимаемого на поверхность флюида (вязкость, процентное содержание воды, наличие газа и пр.), отклонение от вертикали ствола скважины и т. д. Отмеченные факторы влияют на ускорение падающего под собственным весом насосного оборудования (плунжер со штангами) в одной из скважин, в то время как в соседней скважине осуществляется подъём плунжера с

жидкостью. «Зависание» плунжера при опускании под собственным недопустимо, так как при этом может сработать защита по минимальному весу глубиннонасосного оборудования.



- 1 - устье скважины; 2 - рабочая площадка; 3 - фундамент СК;  
 4 - мостки; 5 - кабеленаматыватель; 6 - площадка под агрегат;  
 7 - осветительная установка; 8 — культбудка; 9 – якорь

Рисунок 1.3 - Схема расположения оборудования при спуске скважинного штангового насоса в скважину

Медленное нарастание скорости перемещения плунжеров обеспечивается гидроприводом. Причём следует заметить, что регулирование это осуществляется воздействием на гидронасос, установленный вместе со станцией управления в специальном помещении типа «Спутник» и расположенном на некотором расстоянии от эксплуатируемых скважин.

В процессе подъёма жидкости из скважины на поверхность вес поднимаемой жидкости может достигать от 3 до 5 и более тонн [6, с.48]. К осям ведущей и направляющей звёздочек будут приложены вертикальная и горизонтальная составляющие усилий. Вертикальная составляющая будет передаваться на устьевую арматуру, которая может выдержать значительно большую нагрузку, чем вертикальная составляющая. Горизонтальная же составляющая будет изгибать патрубки, герметично соединяющие кожухи звёздочек с устьевой арматурой. Патрубки эти в данном случае являются слабыми звеньями, разрушение которых необходимо предотвратить.

Укрепляются патрубки специальными подкосами, установленными в направлении равнодействующей вертикальной и горизонтальной составляющих веса поднимаемой жидкости. В этих же подкосах установлены тензодатчики, позволяющие определять усилия в тяговом элементе при перемещении плунжеров в насосно-компрессорных трубах [6, с.49].

Однако данная конструкция привода штангового скважинного насоса имеет существенный недостаток: тяговый элемент не отвечает условиям и нагрузкам, возникающим на нём в процессе подъёма пластовой жидкости из скважины.

Именно поэтому, в настоящее время большее применение на практике нашли штанговые скважинные насосные установки с приводом в виде станка-качалки.

## 2 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Проверочный расчет резьбы муфты

Присоединение муфты с колонной НКТ осуществляется посредством резьбового соединения. Зная наибольшую нагрузку на один виток резьбы, можно составить условие прочности этого витка на срез, смятие и износостойкость контактной поверхности резьбы.

Условие прочности резьбы на срез

$$\tau_{cp} = \frac{Q}{\pi \cdot d_{вн} \cdot S_0 \cdot K_H \cdot K_{II}}, \quad (2.1)$$

где  $d_{вн}$  – внутренний диаметр резьбового соединения,  $d_{вн} = 0,08312 м$ ;

$S_0$  – высота срезаемого сечения резьбы,  $S_0 = 0,205 м$ ;

$K_H$  – коэффициент учитывающий неравномерность распределения нагрузки между витками резьбы,  $K_H = 0,7$ ;

$K_{II}$  – коэффициент неполноты резьбы,  $K_{II} = 0,87$ .

$$\tau_{cp} = \frac{230997,1}{3,14 \cdot 0,0831 \cdot 0,0025 \cdot 0,7 \cdot 0,87} = 58,15 МПа \leq [\tau_{cp}] = 189,5 МПа \quad (2.2)$$

где  $[\tau_{cp}] = 189,5 МПа$  допускаемое напряжение для стали марки Д.

Условие прочности резьбы на срез выполняется.

Условие прочности резьбы на смятие

$$\sigma_{см} = \frac{Q}{\frac{\pi}{4} \cdot (d_1 - d_2) \cdot K_H \cdot K_{II}}, \quad (2.3)$$

$d_1$  – внутренний средний диаметр вершин,  $d_1 = 0,0795 м$ ;

$d_2$  – внутренний средний диаметр впадин,  $d_2 = 0,0765 м$ .

$$\sigma_{см} = \frac{230887,1}{\frac{3,14}{4} \cdot (0,0795 - 0,0765) \cdot 0,7 \cdot 0,87} = 161,1 МПа \leq [\sigma_m] = 360 МПа$$

Условие прочности резьбы на смятие выполняется.

### 2.2 Расчет плунжера на прочность

Осевая сила действующая на плунжер составляет

$$Q = 66970 Н.$$

Площадь опасного сечения

$$F_{он} = \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4}, \quad (2.4)$$

$$F_{он} = \frac{3,14 \cdot (28^2 - 16^2)}{4} = 414,48 \cdot 10^{-6} м.$$

## Напряжение растяжения

$$\sigma_T = \frac{Q}{F_{on}}, (2.5)$$

$$\sigma_T = \frac{66970}{414,48 \cdot 10^{-6}} = 161,5 \text{ МПа} < [\sigma_T] = 780 \text{ МПа}.$$

Условие прочности плунжера на растяжение выполняется.

## 2.3 Расчет на прочность деталей насоса

Цилиндр насоса подвергается действию внутреннего давления, изменяющегося от нуля до максимального значения, под действием которого в теле насоса возникают тангенциальные и радиальные напряжения. Максимальные напряжения можно определить в зависимости от соотношения внутреннего  $r_2$  и наружного  $r_1$  радиусов цилиндра:

при  $r_1 > 1,1r_2$

$$\sigma_r = \frac{p_2 r_2^2}{r_1^2 - r_2^2} \left[ 1 - \frac{r_1^2}{r^2} \right] = \frac{2,74 \times 10^6 \times (0,032)^2}{(0,041)^2 - (0,032)^2} \left[ 1 - \frac{(0,041)^2}{(0,045)^2} \right] = 0,73 \text{ МПа}$$

$$\sigma_t = \frac{p_2 r_2^2}{r_1^2 - r_2^2} \left[ 1 + \frac{r_2^2}{r^2} \right] = \frac{2,74 \times 10^6 \times (0,032)^2}{(0,041)^2 - (0,032)^2} \left[ 1 + \frac{(0,032)^2}{(0,045)^2} \right] = 6,43 \text{ МПа},$$

где  $p_2$  – внутреннее давление;

$r$  – текущее значение радиуса.

Величину  $\sigma_{экр}$  определяют по третьей теории прочности

$$\sigma_{экр} = \sqrt{\sigma_r^2 + 4\sigma_t^2} = \sqrt{(0,73)^2 + 4 \times (6,43)^2} = 12,88 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{экр} \leq [\sigma] = 1100 \text{ МПа}.$$

## 2.4 Расчет нагрузок действующих в точке подвески штанг

Вес колонны штанг в воздухе,

$$P_{шт} = q_{шт} \cdot g \cdot (l_1 - l_{тн}) + q_{шт2} \cdot g \cdot l_2 + q_{шттн} \cdot g \cdot l_{тн}, (2.6)$$

где  $q_{шт2}$  – вес 1 метра штанг верхней ступени ( $q_{шт2} = 4,1 \text{ кг}$ ).

$$P_{шт} = 3,14 \cdot 9,81 \cdot (909 - 18,7) + 4,1 \cdot 9,81 \cdot 436 + 4,1 \cdot 9,81 \cdot 18,7 = 46 \cdot 10^3 \text{ Н}.$$

Вес колонны штанг в жидкости,

$$P_{шт}^1 = P_{шт} \cdot K_{арх}, (2.7)$$

$$P_{шт}^1 = P_{шт} \cdot K_{арх} = 46 \cdot 0,88 = 40 \cdot 10^3 \text{ Н}.$$

Коэффициенты  $m$  и  $\psi$  по формулам А.С. Вирновского:

$$m = \sqrt{\frac{\omega^2 \cdot S}{g}}, (2.8)$$

$$m = \sqrt{\frac{0,7^2 \cdot 2,5}{9,81}} = 0,35.$$

$$\psi = \frac{\lambda_{шт}}{\lambda}, \quad (2.9)$$

$$\psi = \frac{0,54}{0,68} = 0,79.$$

Вибрационные составляющие нагрузки при ходе вверх и вниз,

$$P_{вибв} = 1,09 \cdot m \cdot \sqrt{(0,91 \cdot \psi - \frac{\lambda_{шт}}{S}) \cdot P_{шт} \cdot P_{ж}}, \quad (2.10)$$

$$P_{вибв} = 1,09 \cdot 0,35 \cdot \sqrt{(0,91 \cdot 0,79 - \frac{0,54}{2,5}) \cdot 45,7 \cdot 17,8} = 7,8 \text{ кН}.$$

$$P_{вибн} = 0,81 \cdot m \cdot \sqrt{(1,32 \cdot \psi - \frac{\lambda_{шт}}{S}) \cdot P_{шт} \cdot P_{ж}}, \quad (2.11)$$

$$P_{вибн} = 0,81 \cdot 0,35 \cdot \sqrt{(1,32 \cdot 0,79 - \frac{0,54}{2,5}) \cdot 45,7 \cdot 17,8} = 7,45 \text{ кН}.$$

Инерционные составляющие нагрузки при ходе вверх и вниз,

$$P_{инв} = 0,594 \cdot m^2 \cdot (0,91 - \frac{2 \cdot \lambda_{шт}}{S \cdot \psi}) \cdot P_{шт}, \quad (2.12)$$

$$P_{инв} = 0,594 \cdot 0,35^2 \cdot (0,91 - \frac{2 \cdot 0,54}{2,5 \cdot 0,79}) \cdot 45,7 = 1,91 \text{ кН}.$$

$$P_{инн} = 0,328 \cdot m^2 \cdot (1,32 - \frac{2 \cdot \lambda_{шт}}{S \cdot \psi}) \cdot P_{шт}, \quad (2.13)$$

$$P_{инн} = 0,328 \cdot 0,35^2 \cdot (1,32 - \frac{2 \cdot 0,54}{2,5 \cdot 0,79}) \cdot 45,7 = 1,82 \text{ кН}.$$

Поправочные коэффициенты для динамических составляющих экстремальных нагрузок при ходе вверх и вниз,

$$K_{динв} = 2,042 \cdot (d_{пл} \cdot 10^3)^{-0,206}, \quad (2.14)$$

$$K_{динв} = 2,042 \cdot (0,043 \cdot 10^3)^{-0,206} = 0,94.$$

$$K_{динн} = 2,754 \cdot (d_{пл} \cdot 10^3)^{-0,294}, \quad (2.15)$$

$$K_{динн} = 2,754 \cdot (0,043 \cdot 10^3)^{-0,294} = 0,91.$$

Нагрузки при ходе вверх и вниз,

$$P_{max} = P_{шт}^1 + P_{ж} + K_{динв} \cdot (P_{вибв} + P_{инв}), \quad (2.16)$$

$$P_{max} = 40 + 17,8 + 0,94 \cdot (7,8 + 1,91) = 66,97 \text{ кН}.$$

$$P_{min} = P_{шт}^1 - K_{динн} \cdot (P_{вибн} + P_{инн}), \quad (2.17)$$

$$P_{min} = 40 - 0,91 \cdot (7,45 + 1,82) = 31,54 \text{ кН}.$$

Напряжение в штангах,

$$\sigma_{max} = \frac{P_{max}}{f_{шт2}}, \quad (2.18)$$



$$\sigma_{max} = \frac{66,97 \cdot 10^3}{2,8 \cdot 10^{-4}} = 239,2 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{min} = \frac{P_{min}}{f_{um2}}, \quad (2.19)$$

$$\sigma_{min} = \frac{31,54 \cdot 10^3}{2,8 \cdot 10^3} = 112,6 \text{ МПа.}$$

Амплитудное напряжение,

$$\sigma_a = \frac{1}{2} \cdot (\sigma_{max} - \sigma_{min}), \quad (2.20)$$

$$\sigma_a = \frac{1}{2} \cdot (239,2 - 112,6) = 63 \text{ МПа.}$$

Усталостное напряжение,

$$\sigma_{np} = \sqrt{\sigma_{max} \cdot \sigma_a}, \quad (2.21)$$

$$\sigma_{np} = \sqrt{239,2 \cdot 63} = 123 \text{ МПа.}$$

Для нормализованной стали марки Сталь 20 НМ с ТВЧ лег ( $\sigma_{np}$ )=120 МПа подходит  $\delta_{np}$ =123 МПа. Поэтому оставим конструкцию колонны неизменной.

Крутящий момент на валу редуктора,

$$M_{крmax} = 300 \cdot S + 0,236 \cdot S \cdot (P_{max} - P_{min}), \quad (2.22)$$

$$M_{крmax} = 300 \cdot 2,5 + 0,236 \cdot 2,5 \cdot (66,97 - 31,54) \cdot 10^3 = 21691 \text{ Нм.}$$

Подберем окончательно станок – качалку. По результатам расчета установлено:  $P_{max}$ =66,9 кН;  $M_{крmax}$ =21654 Нм;  $S$ =1,8 м;  $n$ =10,8 мин<sup>-1</sup>. Этим условиям соответствует станок – качалка 7СК8 – 3,5 – 4000.

## 2.5 Сравнительный анализ усилий срыва вставного насоса стандартного исполнения и насоса с модернизированной замковой опорой

Как известно, замковые опоры вставных насосов (верхняя и нижняя) представляют собой лепестковые разрезные пружины. При установке насоса пружина замка проталкивается через уплотнительное кольцо якорного башмака, пока якорная оправка не будет прижата к конусу уплотнительного кольца. Лепестки пружины разжимаются, и насос фиксируется.

Демонтаж вставного насоса производится путем нагружения штанговой колонны. Как показала практика, на штанговую колонну при срыве насоса значительно превышает нагрузку при ходе плунжера вверх.

Для расчета усилия срыва насоса в качестве модели механизма крепления мы рассматриваем балку, закрепленную с одного конца. В качестве балки принимаем лепесток пружины. Задача сводилась к нахождению усилия  $F$ , которое требуется для деформации лепестка на расстояние 3 мм. Согласно законам физики усилие срыва  $P$  определяется по формуле:

$$P = \mu \cdot F \quad (2.23)$$

где  $\mu$  - коэффициент трения лепестка о башмак насоса;

$F$  – горизонтальное усилие.

Согласно [1] сборник задач по сопротивлению материалов/ Под ред. В.К. Качурина – М.: Наука, 1970 – 432 с.

$$\Delta = \frac{F \cdot e^3}{3 \cdot E \cdot I_x} \quad (2.24)$$

где  $F$  – горизонтальное усилие;

$l$  – длина лепестка;

$E$  – модуль упругости;

$I_x$  – момент инерции сечения лепестка.

$$I_x = \frac{\pi}{6 \cdot 64} (D^4 - d^4) \quad (2.25)$$

где  $D, d$  – размеры пружины.

Из (3.24) и (3.25) следует

$$F = \frac{3 \cdot E \cdot I_x \cdot \Delta}{l^3} \quad (2.26)$$

$$F = \frac{3 \cdot \pi \cdot E \cdot \Delta}{6 \cdot 64 \cdot e^3} (D^4 - d^4) \quad (2.27)$$

$$F = \frac{3 \cdot 3.14 \cdot 2.1 \cdot 10^{11} \cdot 3 \cdot 10^{-3}}{6 \cdot 64 \cdot 0.12^3} [(21 \cdot 10^{-3})^4 - (17.5 \cdot 10^{-3})^4] = 900.56 \text{ Н}$$

На шесть лепестков пружины

$$F = 6 \cdot 900.56 = 5403.4 \text{ Н}$$

Тогда усилие срыва насоса с учетом сухого трения и загрязнения поверхности

$$P = 0.9 \cdot 5403.4 = 4863.1 \text{ Н}$$

Расчитанное усилие нами определено только для пружины. В связи с тем, что эта нагрузка будет передаваться через колонну насосных штанг, она увеличит свое значение, что крайне опасно для штанг.

Модернизированная опора вставного насоса удерживает насос за счет сил гидравлики. Срыв насоса с этой опорой будет происходить постепенно, как это указывалось выше, в течение некоторого времени, когда жидкость в герметизированной камере стечет через зазор между большой ступенью насоса и корпусом в скважину. Поэтому в этом случае примерная нагрузка для срыва насоса будет определяться по формуле Вирновского.

## 2.6 Анализ напряженно-деформированного состояния корпуса замковой опоры

Напряженно-деформированное состояние корпуса замковой опоры определяли в программно-числовом комплексе Ansys. Корпус замковой опоры представлена на рисунке 2.1.

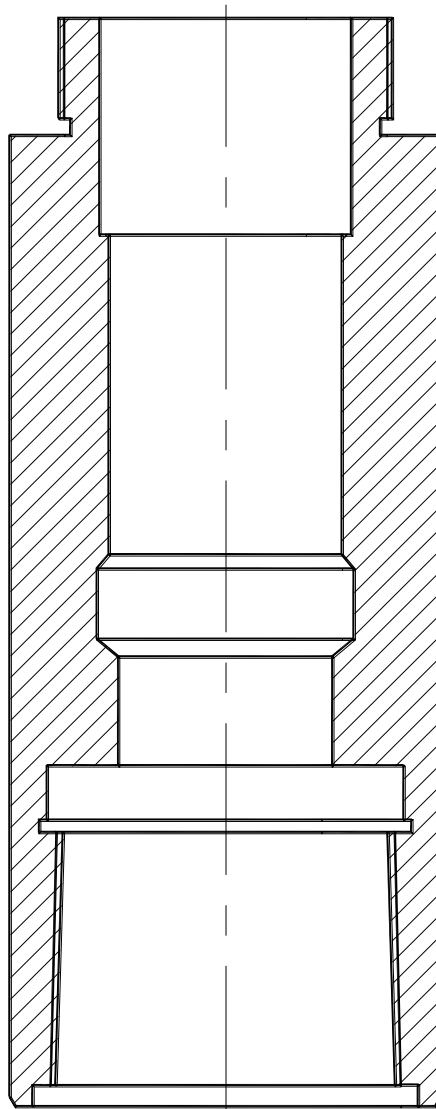


Рисунок 2.1 – Корпус замковой опоры

Прикладываемые нагрузки следующие:  
наружное избыточное давление в трубе 10 МПа;  
наружное избыточное давление в корпусе 10,5 МПа;  
осевая сила  $G = 300$  Н.

Построение модели корпуса замковой опоры производили поэтапно. Задавая точки, соединяли их дугами окружностей, затем по дугам отрисовывали площади. Используя команду `Extrude– Areas– AlongLines`, получали трехмерную модель корпуса. Трехмерная модель представлена на рисунке 2.2.

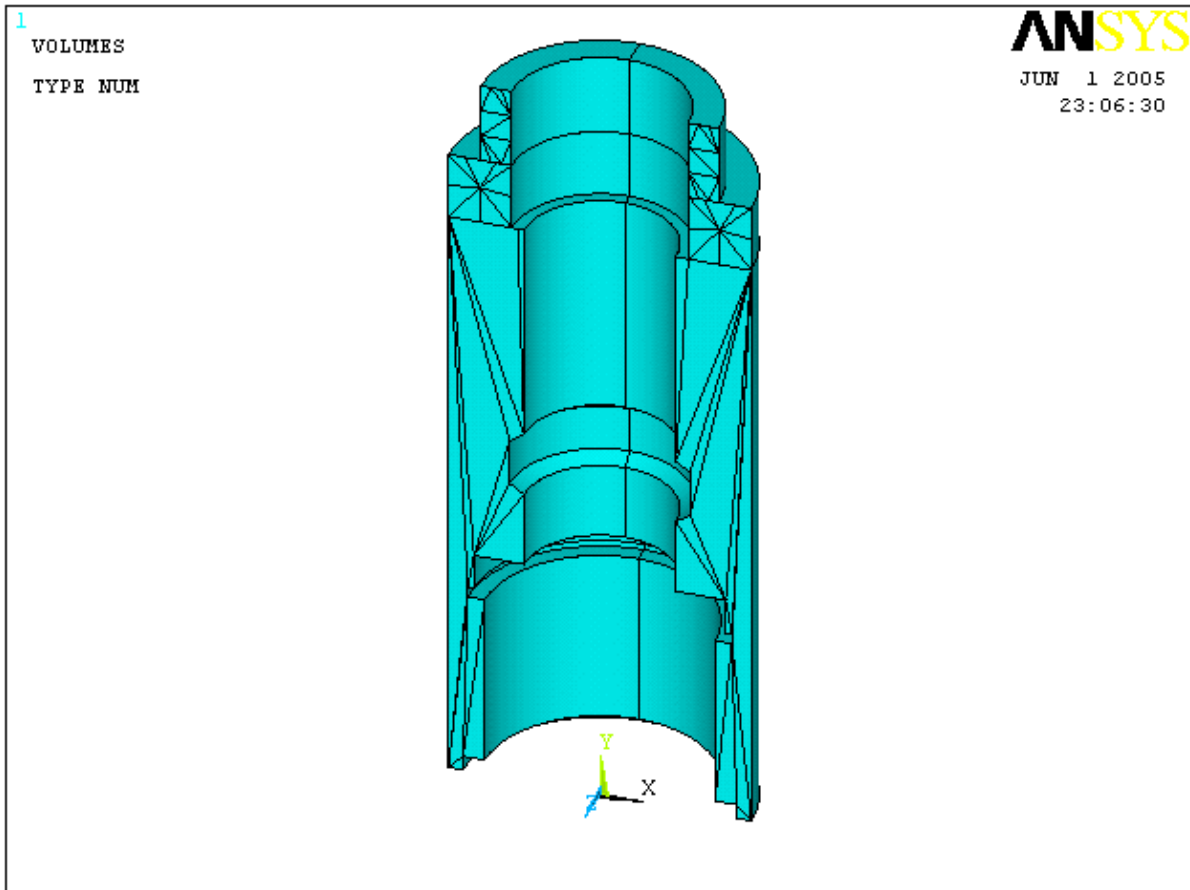


Рисунок 2.2 – Трехмерная модель корпуса замковой опоры

В качестве конечных элементов принимали элемент Solid 186. На рисунке 2.3 представлена его модель. 20-узловой трехмерный элемент, предназначен для моделирования твердых тел. Solid186 имеет квадратичное поведение смещения и хорошо подходит для моделирования нерегулярных ячеек, произведенных различными системами CAD/CAM.

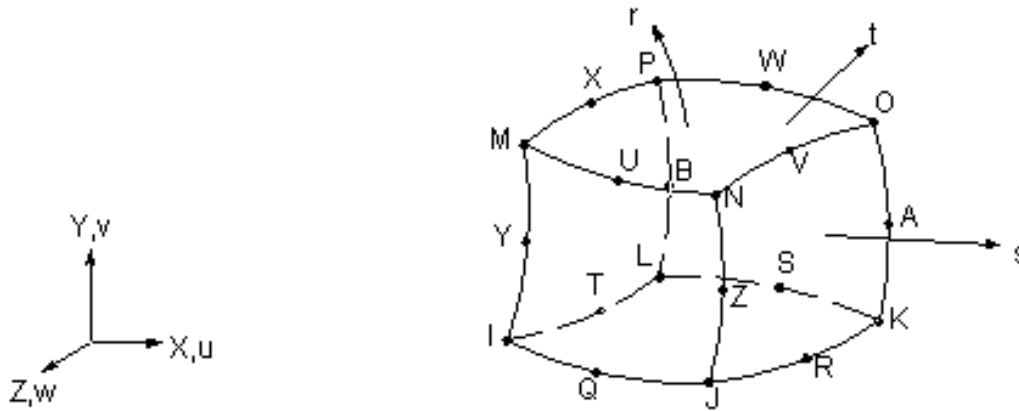


Рисунок 2.3 – Вид конечного элемента Solid186

Элемент определен 20 вершинами (узлами), имеющими три степени свободы в каждом узле. Элемент поддерживает пластичность, гиперупругость, ползучесть, напряжение (придание жесткости), большое отклонение, и большие способности деформации. Он также обеспечивает способность моделирования (имитации) несжимаемых материалов эластомера, и полностью несжимаемых гиперупругих материалов. На рисунке 2.4 представлена конечно-элементные модель корпуса, разбитая конечными элементами Solid186.

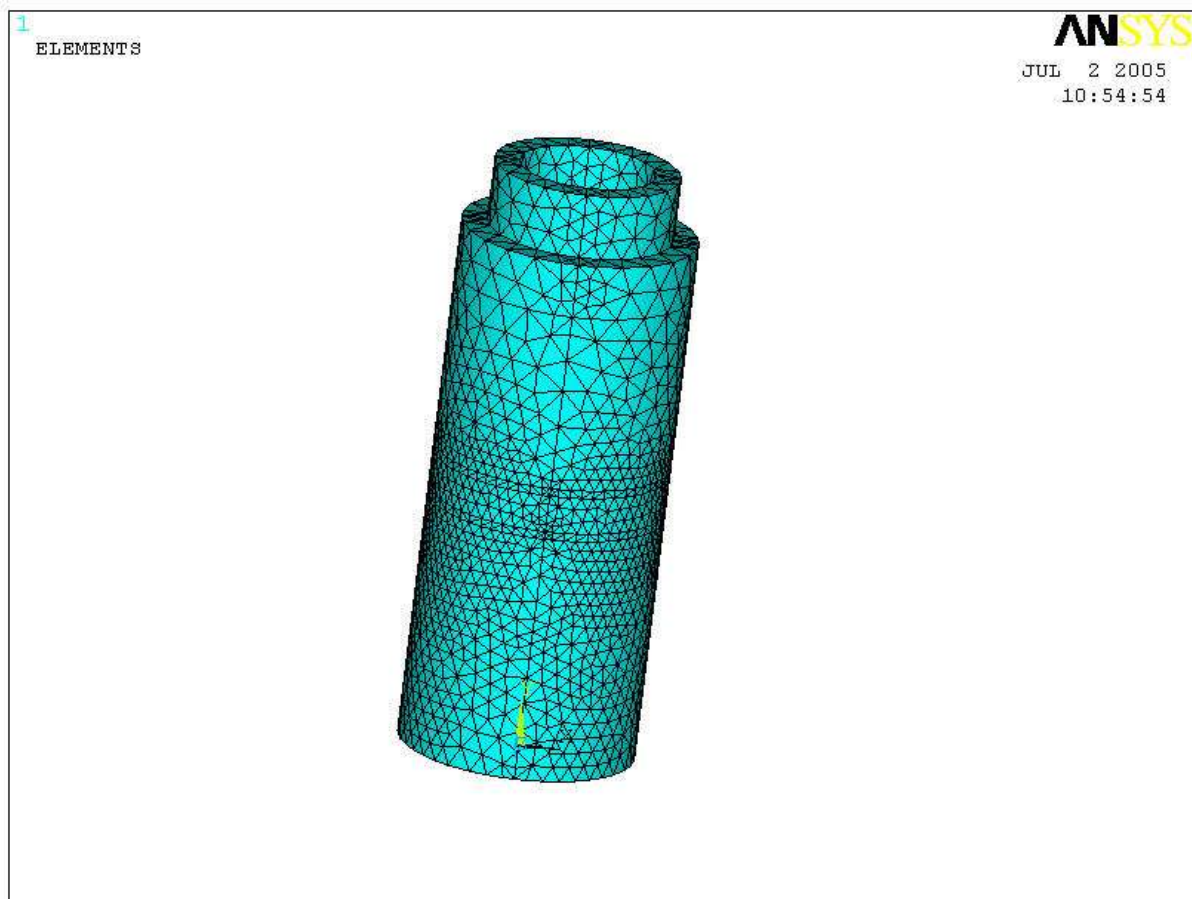
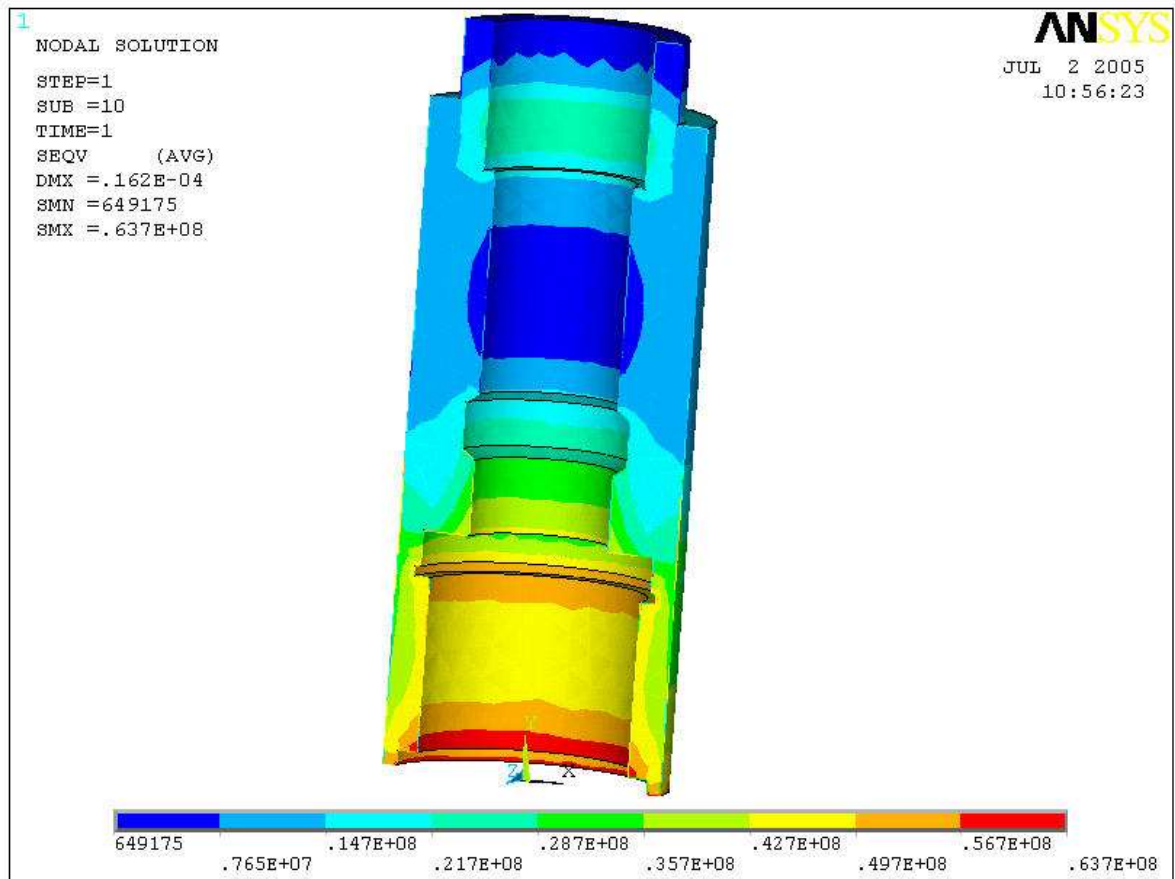


Рисунок 2.4 -Конечно-элементная модель корпуса

В качестве материала корпуса была выбрана сталь 45, которая имеет предел текучести 379 МПа.

На рисунке 3.5 представлено напряженно-деформированное состояние корпуса замковой опоры. Анализируя рисунок, можно сделать вывод, что рабочие напряжения корпуса замковой опоры не превышают предела текучести материала. На рисунке 3.6 представлена графическая зависимость изменения напряжений в корпусе замковой опоры по ее длине (снизу вверх).



## 2.5 Напряженно-деформированное состояние корпуса замковой опоры

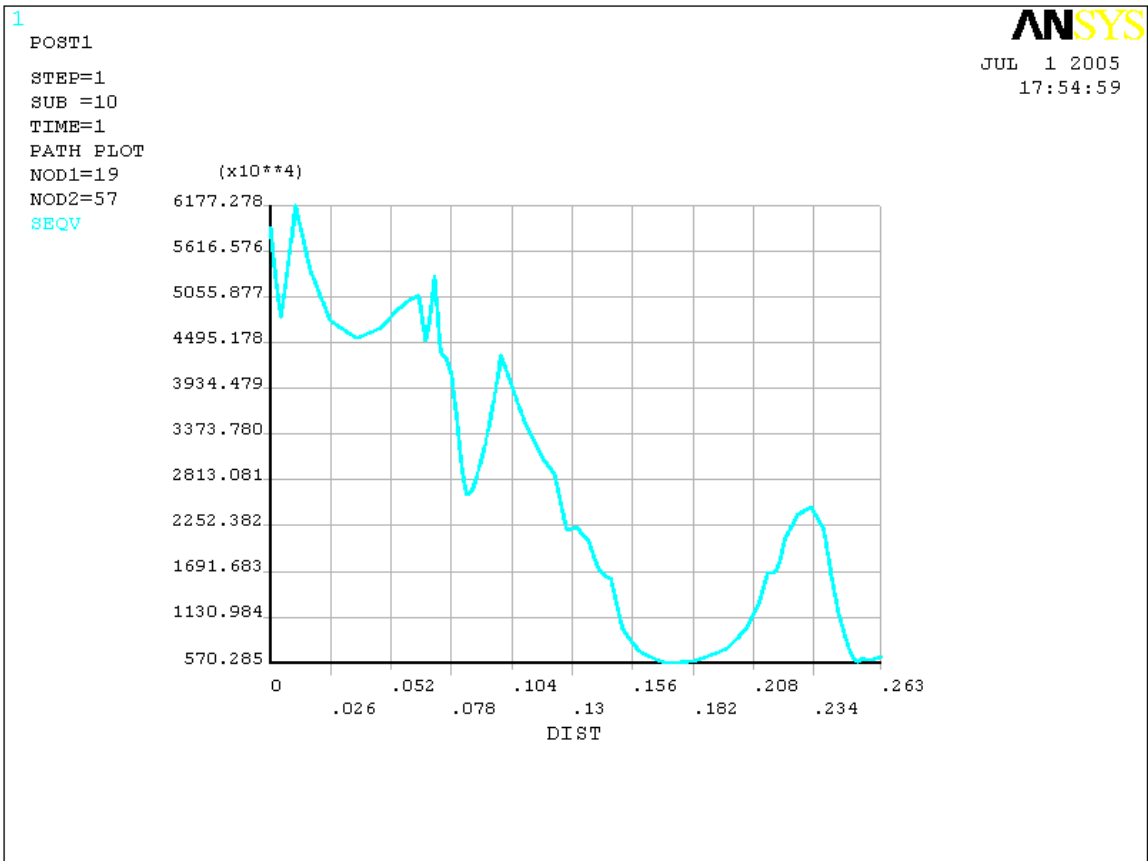


Рисунок 2.6 – Графическая зависимость изменения напряжений в корпусе замковой опоры по ее длине (снизу вверх)



## 3 ПАТЕНТНАЯ ПРОРАБОТКА И ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР ЗАМКОВОЙ ОПОРЫ ВСТАВНОГО СКВАЖИННОГО НАСОСА

### 3.1 Патентная проработка

Сущность изобретения: содержит посадочный ниппель и двухступенчатый корпус крепления. Посадочный ниппель снабжен эластичной манжетой одностороннего действия установленной в его верхней части и воспринимающей перепад давления, направленный вверх. Корпус крепления выполнен двухступенчатым, причем диаметр нижней части больше диаметра верхней части. Посадочный ниппель, эластичная манжета и корпус крепления образуют герметичную камеру, заполненную жидкостью. При пуске насоса в работу, при движении корпуса крепления вверх, камера уменьшается в объеме и в результате сжатия жидкости в ней повышается давление. Избыточное давление в камере, действующее на кольцевую площадь между ступенями, создает силу удержания. При необходимости подъема насоса, размыкание замковой опоры происходит в процессе вытягивания насоса за штанги в течение определенного промежутка времени в результате утечки жидкости из камеры через зазоры.

Технической задачей поставленной в настоящем изобретении является обеспечение фиксации замковой опоры при любых погружениях насоса под уровень жидкости, причем без создания перепада давления между полостью НКТ и приемом насоса. Кроме того, в настоящем изобретении поставлена задача повышения надежности устройства, путем исключения из его конструкции пружинного элемента.

Это достигается тем, что большая часть ступень корпуса крепления установлена ниже малой ступени и сопряжена с посадочным ниппелем по цилиндрической поверхности, образуя подвижную плунжерную пару, а верхняя (малая) ступень корпуса крепления подвижно уплотнена эластичной манжетой, закрепленной в верхней части посадочного ниппеля, причем эластичная манжета, корпус крепления и внутренняя поверхность посадочного ниппеля образуют замкнутую камеру, заполненную жидкостью. Кроме того, в полости посадочного ниппеля ниже манжеты выполнена расточка, диаметр и длина которой превышают наружный диаметр и длину большой (нижней) ступени корпуса крепления.

Известна замковая опора вставного скважинного насоса, содержащая посадочный ниппель и корпус крепления с элементами уплотнения, причем корпус выполнен двухступенчатым с герметизирующими элементами, установленными на обеих ступенях, а посадочный ниппель снабжен сквозным каналом с обратным клапаном.

Недостатком данной конструкции опоры является недостаточная надежность крепления насоса в момент установки при небольшом погружении последнего под уровень жидкости. В этом случае можно увеличить требуемое усилие крепления (около 3000 Н), увеличив

кольцевую площадь между ступенями корпуса. Однако возможности в этом направлении ограничены следующими обстоятельствами:

- наибольшая площадь поперечного сечения большой ступени корпуса крепления ограничена просветом колонны насосных труб;

наименьшая площадь поперечного сечения малой ступени корпуса крепления ограничена, во-первых, необходимостью иметь в ней канал, обеспечивающий приемлемый уровень гидравлических сопротивлений на приемке насоса, во-вторых, поперечным размером цилиндра насоса, если опора верхнего исполнения.

Наиболее близким к заявляемому устройству является конструкция, замковой опоры, содержащая закрепленный на нижнем конце колонны насосно-компрессорных труб посадочный ниппель, двухступенчатый корпус крепления, эластичную подпружиненную манжету, установленную на верхней - большой ступени корпуса крепления, которые вместе с посадочным ниппелем образуют верхнюю замковую опору. Нижняя - малая ступень корпуса крепления известного устройства с посадочным ниппелем стыкованы в виде конусной уплотнительной пары и образуют нижнюю замковую опору. Однако указанному известному устройству присущ тот же недостаток, о котором сказано выше при описании первого аналога в начале нашей заявки, то есть для фиксации обеих его опор, в полости НКТ в начале работы вставного насоса над ним, необходимо создавать избыточное давление, превышающее давление на глубине подвески насоса. Величина такого перепада давления, по крайней мере, должна быть не меньше силы поджатия подпружиненной эластичной манжеты, так как полость под указанной манжетой с началом ее перемещения вверх (вместе с корпусом крепления) немедленно сообщается с забоем скважины в результате размыкания конусной пары нижней опоры устройства. Кроме того, имеется следующий недостаток известного устройства, связанный с наличием в его конструкции пружины. Дело в том, что хотя из его нижней опоры исключена якорь-пружина, в верхней опоре все же содержится спиральная пружина, которая, несмотря на более высокую надежность по сравнению с плоским якорем-пружиной, склонна к отказам в определенных условиях, например, когда в откачиваемой среде содержится значительное количество сероводорода и углекислоты.

В известной конструкции фиксирование насоса от перемещения вверх обеспечивается за счет заранее соединенного избыточного давления в полости колонны насосных труб над манжетой. Новым в принципе действия предлагаемой опоры является то, что в ней фиксирование насоса осуществляется за счет избыточного давления, под манжетой, причем это давление возникает в рабочей камере самого устройства в процессе его работы в результате перемещения корпуса крепления вверх относительно посадочного ниппеля и его манжеты. Отмеченные особенности придают техническому решению новые свойства - возможность надежного крепления насоса при малых величинах его погружения под уровень жидкости в НКТ, без специального заполнения последних

жидкостью. Кроме того, выполненная в верхней части посадочного ниппеля расточка позволяет уменьшить износ эластичного элемента.

## 3.2 Литературный обзор

### 3.2.1 Крепление штанговых глубинных насосов

Смонтированный на насосных штангах вставной насос вводится в НКТ и устанавливается в предусмотренной для этой цели гильзе колонны насосно-компрессорных труб.

Применяются крепления следующих типов, состоящие из посадочного элемента (на корпусе насоса) и гильз, относящихся к колонне НКТ — так называемого башмака.

- а) крепление манжетами;
- б) крепление механического типа;
- в) комбинированное крепление фрикционным кольцом и манжетами;
- г) комбинированное крепление фрикционным кольцом и механическим замком;
- д) комбинированное крепление манжетного и механического типа.

#### 3.2.1.1 Крепление извлекаемых всасывающих клапанов в вставных насосах

Посадка, и извлечение всасывающих клапанов трубных насосов осуществляется при помощи насосных штанг и байонетного соединения на плунжере.

По виду крепления всасывающего клапана трубных насосов различают:  
- механическое крепление

Механический замок передает удерживающие силы насоса за счет силового и геометрического замыкания. Всасывающий клапан, оснащенный многосекционной или односекционной оправкой, сидит в конической расточке в верхней части якорного башмака, причем пружинящие пальцы нижней части оправки, заскакивающие, а расточку нижней части якорного башмака, удерживают всасывающий клапан в нужном положении.

Конструкция и принцип действия механического замка трубного насоса соответствуют конструкции и принципу действия нижнего механического замка вставного насоса.

- манжетное крепление

Две манжеты, смонтированные на якорной оправке, фиксируют всасывающий клапан в якорном башмаке. Для извлечения всасывающего клапана — в комплекте с замком — через цилиндр насоса (или втулки) наружный диаметр манжет меньше номинального диаметра плунжера.

Крепление (замки) вставных насосов

Вставные насосы с неподвижным цилиндром выпускаются с замками :

- в верхней части насоса;
- в нижней части насоса;
- в верхней и нижней частях насоса.

Насосы с подвижным цилиндром выпускаются исключительно с замками в нижней части насоса.

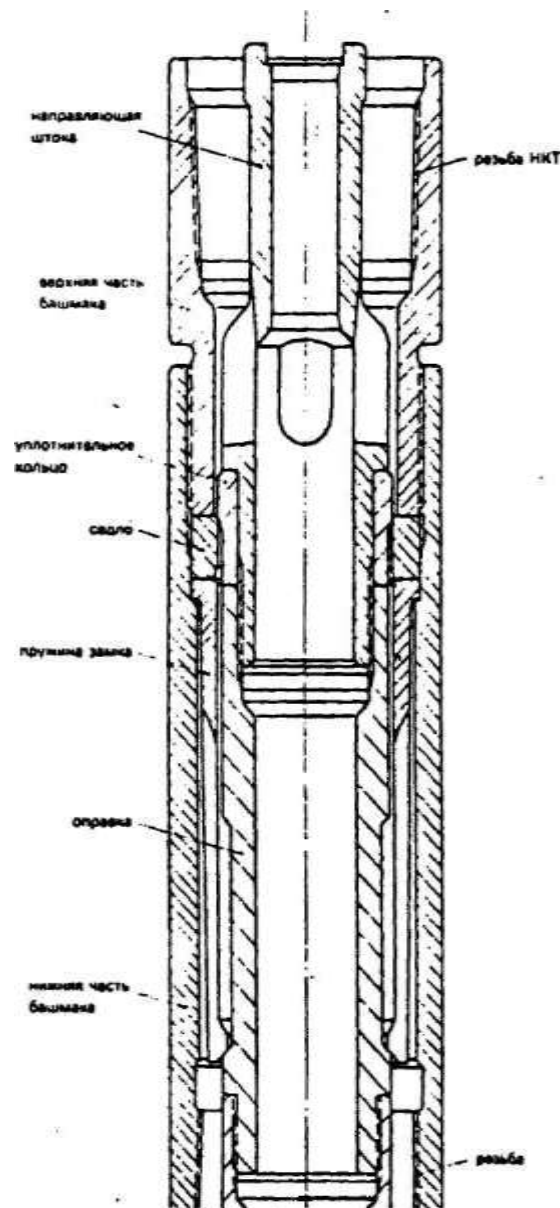


Рисунок 3.1 – Верхнее механическое крепление  
По виду крепления вставных насосов различают:

- верхнее механическое крепление (рисунок 3.1)

При встройке насоса пружина замка проталкивается через уплотнительное кольцо якорного башмака, пока якорная оправка не будет прижата к конусу уплотнительного кольца. Пальцы разжимаются и насос зафиксирован.

При разборке насоса пальцы снова сжимаются аксиальным натяжением, в результате чего пружина замка можно извлечь через уплотнительное кольцо.

- нижнее механическое крепление(рисунок 3. 2)

Исполнение этого типа замка соответствует исполнению верхнего механического замка (причем якорная оправка имеет не переходник, а наконечник), или же исполнению механического нижнего замка трубных насосов.

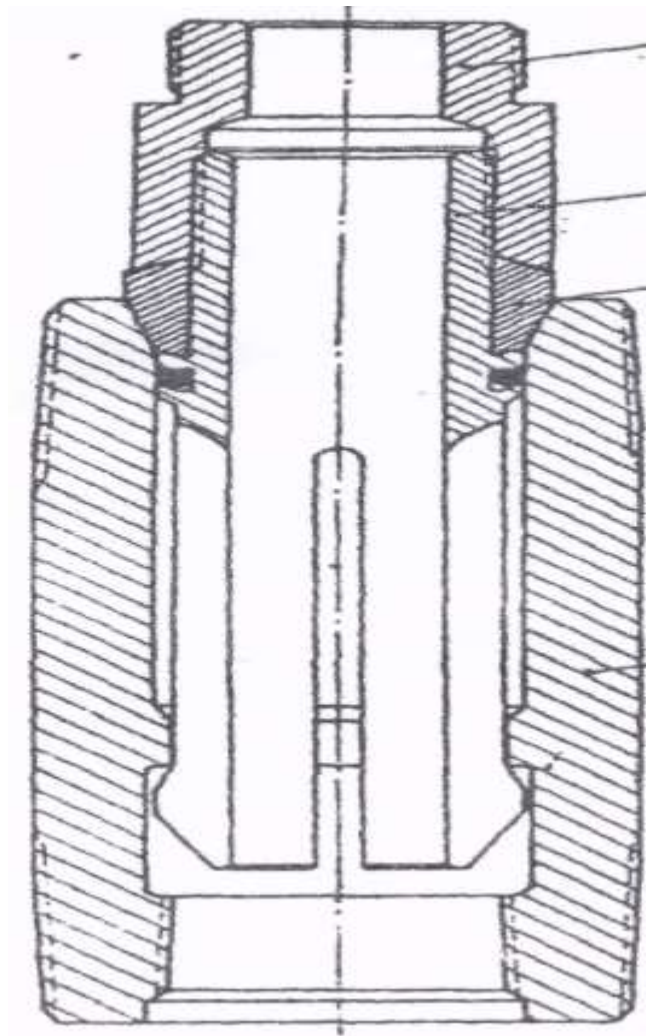


Рисунок 3.2 – Нижнее механическое крепление

Манжетное крепление (рисунок 3.3).

У вставных насосов функция удерживания выполняется тремя манжетами. Якорная оправка вталкивается при встройке насоса в якорный башмак до упора. Якорный башмак одинаковый для верхнего и нижнего замков. У верхнего замка на рабочий цилиндр или удлинительный ниппель навинчен переходник, у нижнего замка на якорную оправку навинчен наконечник. Манжетные замки трубных и вставных насосов отличаются друг от друга только количеством манжет.

Крепление фрикционным кольцом

Фрикционное кольцо применяется в качестве якорного элемента в комбинации с манжетным или механическим замком. Замок, как правило, оснащен 1—3 (или больше) фрикционными кольцами. Этот вид крепления дает наиболее высокие значения удерживающей силы. В скважинах с коррозивными жидкостями его применение не рекомендуется. Дело о том, что для обеспечения необходимого фрикционного замыкания фрикционное кольцо изготавливается из деформируемого материала (латуни), непригодного для применения в условиях коррозии.

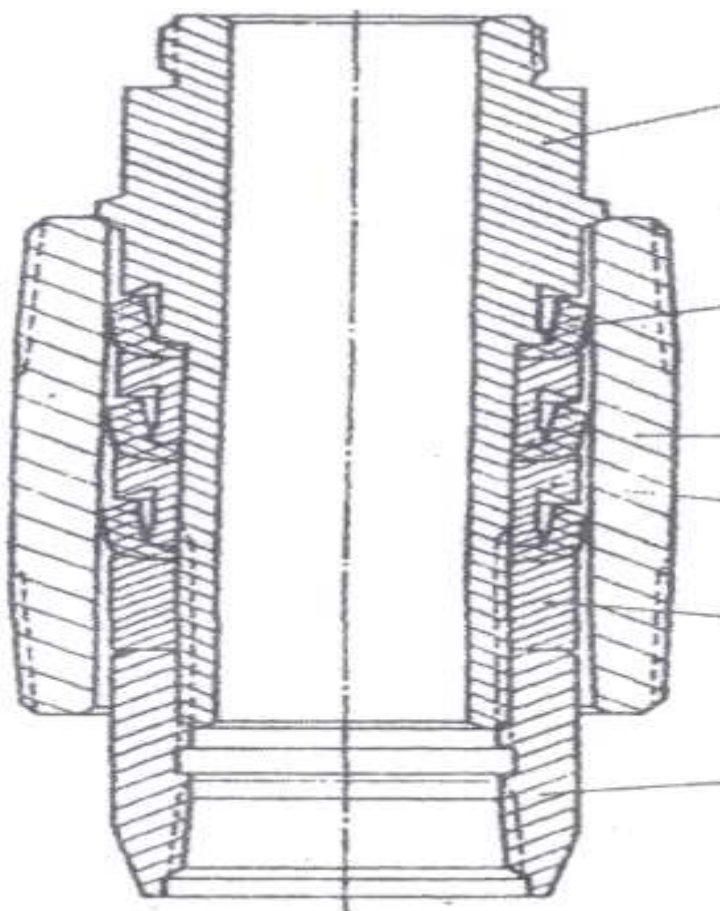


Рисунок 3.3 – Манжетное крепление

Таблица 3.1 - Преимущества и недостатки отдельных видов верхних и нижних опор показанных на рисунке

	Преимущества	Недостатки
Замок в нижней части насоса	большая глубина посадки за счет выгодной нагрузки цилиндра (гидростатическое опорное давление наружи)	возможность выхода из строя насоса с неподвижным рабочим цилиндром из-за оседания песка о кольцевом пространстве насос-НКТ повышенная опасность коррозии в кольцевом пространстве
Замок в верхней части насоса	седиментация насоса в песке исключена опасность коррозии в кольцевом пространстве насос-НКТ невелика цилиндр насоса может служить газовым якорем	небольшая глубина посадки из-за невыгодной нагрузки цилиндра (возможен разрыв цилиндра)

Продолжение таблицы 3.1

Замок о нижней и в верхней частях насоса	максимальная глубина посадки опасность седиментации насоса о песке исключена опасность коррозии в кольцевом пространстве насос-НКТ невелика	требуются относительно большие усилия разъединения
--	---	--

### 3.3 Описание модернизированной замковой опоры

Замковая опора (рисунок 2.4) состоит из посадочного ниппеля 1, имеющего посадочную полость 2 и жестко связанной с ниппелем 1 эластичной манжеты 3, установленной в его верхней части. Эту часть устройства спускают в скважину на колонне подъемных труб 4. Корпус крепления 5 опоры выполнен двухступенчатым, с большей ступенью 6 и с малой ступенью 7. Корпус крепления 5 жестко крепится к цилиндру 8 насоса и составляет часть устройства, спускаемую в скважину на колонне штанг, к которой крепится шток 9 насоса.

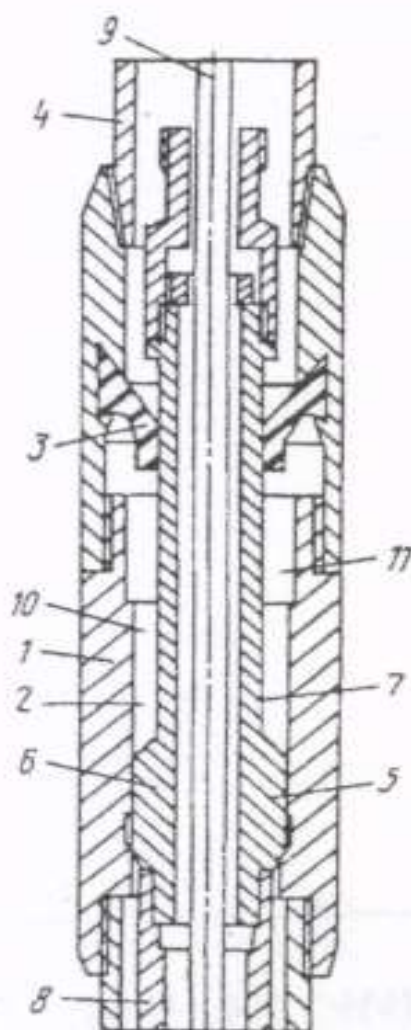


Рисунок 3.4 - Замковая опора вставного скважинного насоса

Посадочный ниппель 1, эластичная манжета 3, двухступенчатый корпус крепления 5 образуют герметичную замкнутую камеру 10, заполненную жидкостью. В верхней части посадочного ниппеля 1, ниже эластичной манжеты 3 выполнена расточка 11, диаметр которой больше диаметра посадочной полости 2, а длина больше длины большей ступени 6. Сопрягаемые поверхности



большой ступени 6 корпуса крепления 5 и посадочного ниппеля 1 выполнены цилиндрическими и составляют плунжерную пару с обеспечением необходимого зазора.

Замковая опора работает следующим образом. При пуске вставного скважинного насоса его цилиндр 8 проходит через эластичную манжету 3 и посадочный ниппель 1, после чего через эластичную манжету 3 в посадочный ниппель 1 входит двухступенчатый корпус крепления, образуя герметичную камеру 10. Эта камера заполняется жидкостью из полости подъемных труб 4, проходя между малой ступенью 7 и эластичной манжетой 3, так как последняя не воспринимает перепад давления, направленный в сторону камеры 10. При спуске насоса в работу при движении корпуса крепления 5 вверх камера 10 уменьшается в объеме и в результате сжатия жидкости, заключенной в образовавшейся полости, в ней повышается давление, которое еще больше герметизирует уплотнительную пару "эластичная манжета 3 - малая ступень 7". Избыточное давление в полости 10, действующее на кольцевую площадь между ступенями 6 и 7, создает силу удерживания. При необходимости подъема насоса, размыкание замковой опоры происходит в процессе вытягивания насоса за его шток 9 в течение определенного промежутка времени. При этом, жидкость из камеры 10 через зазор между большой ступенью 6 корпуса крепления и посадочным ниппелем 1 медленно вытекает из камеры 10. После того как большая ступень 6 подходит к манжете 3, она входит в область расточки 11 посадочного ниппеля 1, в результате, еще до момента касания большой ступени 6 манжеты 3, полость 10 резко разгерметизируется. При этом, откачиваемая жидкость, содержащаяся в трубах, начинает перетекать в скважину (в случае, когда уровень жидкости в трубах выше уровня жидкости в скважинах, так бывает в большинстве случаев ремонта скважин). Поток жидкости, перетекающий в скважину, отжимает эластичную манжету 3 от корпуса крепления 5. Благодаря этому, трение манжеты 3 о корпус крепления 6 будет иметь место лишь гидродинамический контакт между ними, что уменьшает износ манжеты в процессе прохода корпуса крепления 5 через нее.

#### 4 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

#### 4.1 Оценка экономической эффективности предлагаемых мероприятий

Разработка плана повышения эффективности производства в целом и организационно-технических мероприятий требует проведения расчётов по оценке экономической эффективности от внедрения всех мероприятий.

Внедрению подлежат только те элементы новой техники, которые обеспечивают положительный экономический результат.

Внедрение в производство новой техники и технологии оправдано только тогда, когда оно обеспечивает экономический эффект в виде:

- а) снижения затрат на производство единицы продукции;
- б) повышения качества изделий;
- в) роста производительности труда;
- г) снижения затрат на ремонтные работы и техническое обслуживание нового или усовершенствованного оборудования.

Следовательно, под экономической эффективностью новой техники понимается улучшения ряда показателей, происходящее за счёт её внедрения.

Для обоснованного внедрения новой или усовершенствованной техники необходимо, чтобы выполнялось следующее условие:

$$\mathcal{E} = P - Z > 0, (4.1)$$

где  $\mathcal{E}$  - экономическая эффективность внедрения техники;

$P$  - результат внедрения новой техники или усовершенствования старой;

$Z$  - затраты, которые были сделаны в процессе создания новой или усовершенствования существующей техники.

Как видно из условия (4.1), результат должен превосходить совокупные затраты.

Для определения более эффективного технического варианта, технического решения устанавливается понятие сравнительной экономической эффективности.

Поэтому установлен ряд показателей, по которым сравниваются различные пути решения проблемы. В нашем случае это - производство опоры новой конструкции для вставного насоса, а также повышение срока службы скважинных штанговых насосов после проведения ремонта.

В результате внедрения насоса с усовершенствованным узлом происходит увеличение дебита скважин, а в результате совершенствования скважинных насосов при ремонте - уменьшение простоев.

Объём добытой нефти до внедрения определяется по формуле:

$$Q_1 = q_1 \times T \times K_{\text{э1}} \times K_{\text{изм}}, (4.2)$$

после внедрения по формуле:

$$Q_2 = q_2 \times T \times K_{\text{э2}} \times K_{\text{изм}}, (4.3)$$

где  $Q_1, Q_2$  - объём добычи нефти до и после внедрений мероприятий;

$q_1, q_2$  - суточный дебит по скважине или группе скважин, принимаемых в расчёт, соответственно до и после внедрения мероприятий;

$T$  - число календарных дней в году;

$K_{э1}, K_{э2}$  - коэффициент эксплуатации до и после внедрения мероприятий.

$$K_{э1} = \frac{C_{од1}}{C_{xl}}, \quad (4.4)$$

$$K_{э2} = \frac{C_{од2}}{C_{xl}}, \quad (4.5)$$

где  $C_{од1}, C_{од2}$  - скв./ дни, отработанные до внедрения и после внедрения мероприятий;

$C_{чд}$  - скважино-дни числившиеся.

В обобщённом виде расчёт можно вести по показателям работы ШГН до и после внедрения усовершенствованных замковых опор на приёме насоса в НГДУ «Южарланнефть». Усовершенствованные опоры были внедрены в 32 скважинах. До их применения средний дебит жидкости составлял 6,25 т/сут., после внедрения увеличился до 7,15 т/сут., прирост на скважину составил 0,9 т/сут. Дебит нефти до внедрения усовершенствованного узла в среднем на скважину был равен 2,03 т/сут., после внедрения – 2,2 т/сут., средний прирост дебита на скважину составил 0,17 т/сут.

Расчёт экономической эффективности от внедрения новых методов ремонта будем вести по результатам проведения ремонтов Октябрьским заводом нефтепромыслового оборудования. Средняя наработка отремонтированного насоса составила 296 суток, в то время как наработка насоса до ремонта составляла 250 суток.

$$K_{э1} = \frac{1092}{1096} = 0,996.$$

$$K_{э2} = \frac{1093}{1096} = 0,997.$$

$$Q_1 = 2,03 \times 365 \times 0,996 \times 1 = 737,99 \text{ т.}$$

$$Q_2 = 2,2 \times 365 \times 0,997 \times 1 = 800,59 \text{ т.}$$

Затраты на проведение ремонта сократились за счёт уменьшения количества ремонтов за срок эксплуатации насоса (3 года) на 1 ремонт.

Результаты внедрения новой техники в НГДУ «Южарланнефть»:

$$P = ((Q_1 - Q_2)C_n + C_p)N = ((800,59 - 737,99) \times 2000 + 6000) \times 32 = 4198,4 \text{ тыс. руб.},$$

где  $N$  – число скважин, где были внедрены мероприятия;

$C_n$  – цена 1 тонны нефти, руб.;

$C_p$  – затраты на проведение одного ремонта, руб.

Затраты составят расходы на производство усовершенствованной опоры:

$$Z = (C_{кл2} - C_{кл1})N = (2000 - 700) \times 32 = 41600 \text{ руб.}$$

Экономическая эффективность предлагаемых мероприятий составит:

$$\mathcal{E} = 4198400 - 41600 = 4156,8 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, из расчётов видно, что внедрение предлагаемых мероприятий экономически обоснованно.

## 5 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

### 5.1 Основные направления обеспечения безопасности и экологичности добычи нефти

Безопасность и экологичность проекта будет оцениваться по достигнутому уровню безопасности добычи нефти при помощи штанговых насосов в НГДУ «Южарланнефть».

Для обеспечения безопасности добычи нефти при помощи штанговых насосов в НГДУ «Южарланнефть» существуют отделы ОТиТБ, ГОиЧС, отдел экологии.

По виду произошедших событий чрезвычайные ситуации делят на 3 группы:

1) техногенные:

а) крупномасштабные пожары (горение фонтанирующей жидкости; горение в ёмкостях);

б) сильные взрывы (объёмный пожар);

в) выброс в окружающую среду опасных веществ;

г) деформация, потери прочности и разрушение;

д) экологические бедствия, связанные с хозяйственной деятельностью людей (катастрофические изменения суши);

2) природные:

а) гидрологически опасные явления (резкое понижение или повышение грунтовых вод);

б) опасные метеорологические явления (сильный ветер, дождь, низкая температура);

в) ландшафтные пожары (лесные, степные, камышовые, торфяные, горение полезных ископаемых);

г) массовые инфекционные заболевания (эпидемия);

д) природные экологические катастрофы (изменение сфер из-за действия самой природы);

3) военно-политические:

а) одиночное или случайное применение оружия массового поражения;

б) военный конфликт с использованием оружия массового поражения.

Развитие чрезвычайных ситуаций условно делят на следующие фазы:

1) накопление отклонений от нормальных природных, техногенных и военно-политических процессов;

2) инициирование чрезвычайных факторов;

3) действия первичных поражающих факторов;

4) возникновение вторичных поражающих факторов;

5) образование очагов поражения, зон заражения, зон сильных пожаров и затоплений

### 5.1.1 Характеристика производственной среды

Как указывалось выше, темой моего дипломного проекта является штанговый скважинный насос. В производственной среде, где эксплуатируется насос, присутствует не только основной компонент - пластовая жидкость (нефть, вода, попутный газ), но и вещества, применяемые при различных

видах обработок для интенсификации притока нефти к забою скважины. Краткая характеристика веществ, присутствующих в производственной среде приведена в таблице 6.1.

Распределение взрывоопасных смесей по категориям и группам по ГОСТ 12.1.011–78 приведено в таблице 6.2

Классификация производств и сооружений нефтепромысла, где непосредственно эксплуатируется насос, а именно устья нефтяных скважин на открытых площадках в соответствии с НПБ 105–95 и ПУЭ приведена в таблице 6.3.

Таблица 5.1 – Характеристика веществ

Наименование вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>		Класс опасности	Температура, °С		Пределы взрываемости, %	
	в рабочей зоне	в населенном пункте		вспышки	самовоспламенение	НПВ	ВПВ
Газ попутный (C <sub>1</sub> – C <sub>5</sub> )	50,0 (ОБУВ)	-	4	-	405...580	6,0	13,5
Нефть сырая (C <sub>6</sub> – C <sub>10</sub> )	30,0 (ОБУВ)	-	4	35...45	260...375	6,4	6,4
Сероводород	10	0,008	3	-	246	4,0	44,5

Таблица 5.2– Категория и группа взрывоопасных смесей

Категория и группа взрывоопасных смесей	Вещества, образующие с воздухом взрывоопасную смесь
11А–Т3	<i>Нефть, сероводород</i>
11А–Т2	<i>Газ попутный</i>

Таблица 5.3 – Классификация производств и сооружений нефтепромысла

Наименование производств и сооружений	Категория производства НПБ 105–95	Класс взрывоопасности (по ПУЭ)	Характеристика среды	Примечание
Устья скважин на открытых площадках	A	B–1г	Нефть и попутный газ.	В пределах взрывоопасной зоны согласно ПУЭ.

Насос имеет следующие класс и границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей:

Таблица 5.4 – Классификация взрывоопасных зон нефтепромысла

Помещения и пространства	Класс и характеристика взрывоопасности	
	По правилам и зарубежным стандартам	По ПУЭ
Пространство, где возможны выход и накопление паров нефти или горючего газа	<i>Зона 0</i>	B – 1
Открытое пространство вокруг устьевой арматуры, ограниченное расстоянием 3 м во все стороны	<i>Зона 2</i>	B – 1г

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте мною решался вопрос о модернизации не вставного плунжерного насоса, а его замковой опоры. Были определены основные конструктивные, кинематические, энергетические параметры, режим работы СШНУ. Произведён прочностной расчет основных элементов насоса, а

так же его модернизированной опоры. Описана конструкция и принцип действия модернизированной замковой опоры .

В разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрены вредные и опасные факторы производства, техника безопасности при работе и план ликвидации аварий.

Целесообразность дипломного проекта подтверждается экономическими расчётами, которые так же приведены в проекте. Свою задачу считаю полностью выполненной.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Андреев В.В., Уразаков К.Р., Далимов В.У. Справочник по добыче нефти. М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. -374 с.

2. Молчанов А. Г. “Нефтепромысловые машины и механизмы” Москва “Недра” 1990г.



3. Электронный справочник «Нефте-газопромыслового оборудования»
4. Ивановский В.П., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Скважинные насосные установки для добычи нефти. - М: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. -824 с.
5. Каталог насосов Самарского “Завода НГПО”.
6. Архипов К.И., Попов В.И., Попов И.В., Справочник по станкам-качалкам. г. Альметьевск, 2000. – 145с.
7. Дунаев П.Ф., Леликов О.П. «Конструирование узлов и деталей машин»-М.: Издательский центр «Академия», 2004.-496с.
8. Решетов Д. Н. «Детали машин» М.: Машиностроение 1989 г.
9. Протасов В.Н., Султанов Б.З., Кривенков СВ. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи. Учебник для вузов - М.; ООО «Недра - Бизнесцентр», 2004. - 691с.
10. Методические указания «Эксплуатация, ремонт и монтаж машин и оборудования для добычи и подготовки нефти и газа на суше» С.Г. Мирный, Г.Д. Добровольский 2007 г.
11. Справочник инженера-механика по ремонту нефтяного оборудования. К.И. Архипов, В.И. Попов, Альметьевск 1996 г.
12. Справочник технолога-машиностроителя, 2-й том под редакцией Косиловой А.Г. 1986 г.