

# СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ	4
1	Обзор и анализ существующего оборудования	6
1.1	Устройство и принцип действия насоса	13
1.2	Компоновка насоса	14
1.3	Устройство модулей и работа насоса	15
1.4	Кожух для погружных электродвигателей	25
2	Расчет деталей и агрегатов насоса	28
2.1	Расчет корпуса кожуха на прочность	28
2.2	Расчет фланцевого соединения	32
2.3	Определение мощности трансформаторной подстанции	36
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	39
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	41

					<b>ТМИО.130000.000 ПЗ</b>				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Конструкция, характеристика и принцип работы кожуха для погружного центробеж- ного насоса УЭЦНМ5-50 1100  Пояснительная записка	Лит	Лист	Листов	
Разраб.	Вирченко С.И.							3	41
Пров.	Корчагина М.В.								
Н. контр.									
Утв.									
						<b>ДГТУ</b> Кафедра «МО НГК»			

## ВВЕДЕНИЕ

Сегодня нефтегазодобывающие предприятия предъявляют к эксплуатационному оборудованию следующие требования: способность работы на больших и средних глубинах, имея при этом малую массу погружного агрегата, возможность эксплуатироваться в наклонных и искривленных скважинах, иметь высокие технические характеристики.

К такому оборудованию относятся безштанговые насосные установки типа УЭЦН. Это центробежный насос, оснащенный погружным электродвигателем, который имеет все необходимо важные положительные характеристики. Насос способен добывать продукцию пласта до 1250 м<sup>3</sup>/сут. при этом развивать напор 1500-2000м; а в некоторых исполнениях и до 3000м. Насос может эксплуатироваться в наклонных и искривленных скважинах, иметь сравнительно малую массу, так как не имеет подземного привода со штангами. Питание погружного электродвигателя осуществляется от трансформатора установленного на устье, по кабелю монтируемого на колонне НКТ. Но самое главное отличие, например от штанговых насосных установок, заключается в простоте обслуживания в процессе эксплуатации. Это обусловлено тем, что установка не имеет наземного оборудования с механическими передачами, с вращающимися элементами для которых необходима смазка, регулировка и текущий ремонт.

Благодаря новейшим разработкам в области автоматизации установка погружного электронасоса комплектуется специальным наземным комплектным устройством с термоманометрической системой предназначенного для управления и защиты погружных электродвигателей и с подземным оборудованием – системой телеметрии. Эта система способна контролировать важнейшие параметры установки, находящейся глубоко под землей, такие, как температура, давление, вибрация и др. Электронное устройство передает на поверхность всю необходимую информацию. Эти нововведения привели к малому использованию человеческого труда, поэтому скважины с такими установками могут применяться в отдаленных местах от технических баз и в районах с суровым климатом.

					<b>ТМИО.130000.000 ПЗ</b>	Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В настоящее время количество скважин оборудованных УЭЦН становится все больше и больше потому, что это ведет к экономии средств на добычу нефти. С каждым годом установки ЭЦН все больше модернизируются и совершенствуются, это приводит к снижению затрат на ремонт.

Для устьегового фонтанного оборудования установки ЭЦН большое значение имеют новые технические решения, позволяющие увеличить ресурс, межремонтный период и уменьшить затраты на сервисное обслуживание.

В этой курсовой работе будет подробно разобрана конструкция насоса УЭЦНМ-50 с внедренным усовершенствованием гидрозащиты погружного электродвигателя.

Целью данного курсового проекта является изучение и расчет конструкции, характеристики и принцип работы кожуха для погружного центробежного насоса УЭЦНМ5-50-1100, для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи: выполнить расчет основных узлов механизма, а точнее:

- расчет корпуса насоса на прочность;
- расчет фланцевого соединения;
- Определение мощности трансформаторной подстанции;
- выполнить по проведенным расчетам чертежи деталей.
- оформить пояснительную записку и чертежи по ЕСКД.

					ТМНО.130000.000 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 1 Обзор и анализ существующего оборудования

Установки погружного центробежного электронасоса получило широкое распространение у нас в стране и за рубежом. Установки такого типа используются для эксплуатации различных нефтяных горизонтов в различных климатических условиях. Это объясняется прежде всего универсальностью и наличием широкого спектра регулирования основных характеристик насоса. Так, например, на Альметьевском заводе погружных электронасосов «АлНАС» производятся насосы как с небольшой подачей 10-20 м<sup>3</sup>/сут, так и со средними значениями, и с подачей до 1250 м<sup>3</sup>/сут. При необходимости насосы могут выполняться по специальным заказам с требуемыми характеристиками.

Насосы АО «АлНАС» выполняются в двух исполнениях – обычного и коррозионностойкого. Их принципиальное отличие заключается в исполнении рабочих органов и основных деталей из материалов стойких к коррозии, способных работать в агрессивных средах с большим содержанием механических примесей. Рабочие органы коррозионностойких насосов изготавливаются из специального чугуна-ниррезист, а в последнее время применяется и пластмасс.

Сегодня ЭЦН в России, кроме АО «АлНАС», производят еще пять заводов: АО «Московский компрессорный завод «Борец», Лебедянский машиностроительный завод АО «ЛеМаз», АО «Ливгидромаш», Воткинский и Тульский машиностроительные заводы. Последние два подключились к производству этого вида оборудования в рамках конверсионной программы, однако их продукция составляет лишь незначительную долю рынка ЭЦН из-за высоких цен, не подтвержденных ожидавшимся высоким техническим уровнем продукции.

В комплект погружной установки для добычи нефти входят : электродвигатель с гидрозащитой , насос, кабельная линия, наземное электрооборудование, комплект инструмента для монтажа на скважине.

Насос приводится в действие электродвигателем и обеспечивает подачу пластовой жидкости из скважины по насосно-компрессорным трубам на поверхность в трубопровод.

					<b>ТМИО.130000.000 ПЗ</b>	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Кабельная линия обеспечивает подвод электроэнергии к электродвигателю. Соединяется с электродвигателем при помощи муфты кабельного ввода

Кабель крепится к гидрозащите, насосу и компрессорным трубам металлическими поясами, входящими в комплект поставки насоса [3].

Наземное электрооборудование – комплектная трансформаторная подстанция или станция управления с трансформатором преобразует напряжение промышленной сети до величины, обеспечивающей оптимальное напряжение на выходе в электродвигатель с учетом потерь напряжения в кабеле, обеспечивает управление работой погружной установки и ее защиту при аномальных режимах.

Комплект инструмента и принадлежностей предназначен для проведения монтажно-демонтажных работ и спускоподъемных операций с погружной установкой на скважине.

Электронасос представляет собой агрегат, состоящий из специального погружного маслозаполненного электродвигателя переменного тока, протектора, предохраняющего двигатель от проникновения в него окружающей жидкости, и центробежного многоступенчатого насоса. Корпуса электродвигателя, протектора и насоса соединены между собой посредством фланцев. Валы имеют шлицевые соединения. В собранном агрегате электродвигатель расположен внизу, над ним протектор, а над протектором насос [1].

Электронасос спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах и подвешивают на подвесной шайбе без дополнительного крепления в скважине. Питание двигателя электроэнергией осуществляется по специальному нефтестойкому круглому трехжильному кабелю марки КРБК в гибкой ленточной броне, который проходит через подвесную шайбу и укреплен к насосным трубам металлическими поясами. На поверхности лишь устанавливают станцию управления и автотрансформатор, а на устье скважины – манометр и задвижку.

Для максимального уменьшения диаметрального габарита погружного агрегата вдоль него укладывают специальный плоский кабель КРБП в гибкой ленточной броне, защищенный от повреждения ребрами, приваренными к насосу, и защитными кожухами.

					<i>ТМНО.130000.000 ПЗ</i>	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Комплектную трансформаторную подстанции или станцию управления и трансформатор устанавливают и закрепляют на фундаменте или постаменте на расстоянии не менее 20 м от устья скважины. Высота фундаментов (постаментов) должна быть такой, чтобы были исключены затопления водой и занос снегом установленного на них оборудования. На расстоянии 15-20 м от устья скважины, на специально подготовленной ровной площадке расположить барабан с кабелем, установив его на механизированный кабеленаматыватель или на опоры, на которых будет вращаться барабан. Барабан должен располагаться так, чтобы его ось вращения была перпендикулярна воображаемой линии, проведённой от устья скважины к середине барабана. Будет удобнее производить спуск установки, если барабан расположен так, чтобы кабель сматывался с верхней его части.

Для удобства направления кабеля в скважину при его спуске используют так называемый кабельный ролик, подвешенный над устьем скважины на небольшой высоте.

Приготовить и расположить на мостках или подставках насосно-компрессорные трубы и переводники к ним таким образом, чтобы муфты труб были обращены к устью скважины, чтобы трубы находились в поле зрения оператора подъёмного агрегата и не мешали проводить работы с кабелем. Наружная и внутренняя полости труб должны быть чистыми [2].

					ТМНО.130000.000 ПЗ	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

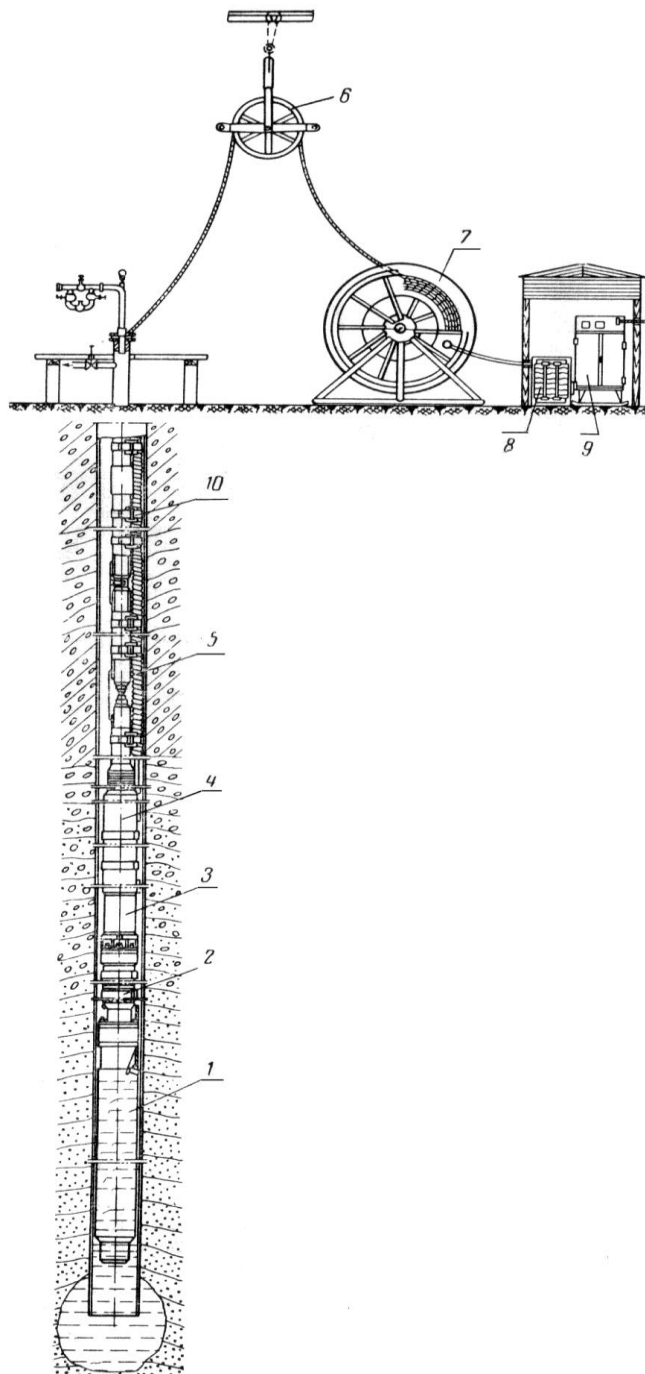


Рисунок 1- Схема размещения оборудования ЭЦН

1-компенсатор; 2-электродвигатель; 3-протектор; 4-модуль входной; 5-газосепаратор; 6-подвеска; 7-барабан; 8-трансформатор; 9-блок управления; 10-клапан спускной.

При эксплуатации скважин погружными центробежными электронасосами устье легко поддается герметизации, что позволяет осуществлять сбор и отвод попутного газа. Наземное электрооборудование, ввиду его малых габаритов, небольшого веса и наличия защитных кожухов, в зависимости от климатических

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ТМИО.130000.000 ПЗ

Лист  
9

условий может быть установлено либо непосредственно на открытом воздухе, либо в небольшой не отапливаемой будке, но так, чтобы ни снежные заносы, ни паводки не припятствовали нормальной бесперебойной эксплуатации скважины.

Характерной особенностью погружных центробежных электронасосов является простота обслуживания, экономичность, относительно большой межремонтный период их работы. Продолжительность работы насосов между подъемами для ремонта в большинстве случаев превышает 200 суток, во многих скважинах они работают без подъема 2-3 года [2].

Широкое распространение для добычи нефти на территории России получили скважины оборудованные установками ЭЦН. Из них наиболее часто встречаемые это насосы с подачей 50 и 80 м<sup>3</sup>/сут. Глубина спуска таких насосов не превышает 1000м.

Основываясь на среднестатистических данных выберем УЭЦНМ5-50-1100.

При эксплуатации такой установки и установок с другими параметрами у нефтедобывающих предприятий возникали трудности с выходом из строя погружного электродвигателя.

Основной причиной выхода из строя погружного электродвигателя является нарушение его изоляции от пластового жидкости, которое приводит к перегоранию обмотки.

В процессе эксплуатации во внутренней полости двигателя образуются газы, которые приводят к газовой пробки. В результате этого явления снижается пробивное напряжение масла и электродвигатель выходит из строя.

Между тем ведущие зарубежные фирмы, поставляющие УЭЦН в Россию, в последние годы уделяют серьезное внимание разработке установок для осложненных условий труда и эксплуатации установок.

Фирма «Реда» предлагает абразивостойкий ЭЦН APZ (Abrasion Resistant Pumps), а «Центрилифт» - «Sand Handler». Для коррозионных сред предлагают насосы с коррозионностойкими рабочими органами, в том числе пластиковыми – из материала «Райтон», который значительно превосходит полиамиды, ранее применявшиеся в одной из модификации отечественных УЭЦН. Применение Рай-

					<i>ТМИО.130000.000 ПЗ</i>	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



тона устраняет причину отказа от использования пластмасс в ЭЦН, так как этот материал не теряет своих свойств при температуре 232 °С.

Компания REDA выпускает 49 типов насосов 9 радиальных габаритов серии 338, 400, 540, 565, 675, 862, 950, 1000, 1125 (номер серии – наружный диаметр насоса в десятичных дюймах, умноженный на 100).

Больше половины типов насосов выпускаются с рабочими органами из нирезиста. Альтернативным материалом рабочих колес является композитный термопластик Райтон. Выпускаются насосы обычного исполнения с корпусом из углеродистой стали и абразивостойкие насосы с корпусом из редаллоя. Все насосы рассчитаны на предельную температуру перекачиваемой среды 93 °С.

КПД всех насосов REDA весьма высок, хотя их рабочие органы выполняются методами литья в земляные формы с песчаными стержнями. Напорообразующие элементы ступеней проектируются, исходя из требования получения крутопадающей напорной характеристики в рекомендуемых диапазонах их работы, что гарантирует стабильность работы насосов. Все насосы REDA могут работать при частоте тока силовой сети 50 и 60 Гц. Допускается работа и при этом учитывается возможное снижение безотказности.

Двигатели комплектуются шестью видами гидрозащит закрытого типа ( с одной или двумя диафрагмами, изготовленными из низко- или высоко-температурного материала с возможностью установки пяти на повышенную осевую нагрузку) и одним типом лабиринтно-открытой гидрозащиты. Все типы гидрозащиты этой серии также имеют два исполнения корпуса.

Двигатели REDA могут комплектоваться системами определения входного давления и температуры для различных серий двигателей, с различными верхними пределами замеряемого давления и двумя исполнениями корпуса – из углеродистой стали и редаллоя – всего 17 номенклатурных единиц.

Все производимое фирмой REDA оборудование пользуется наибольшим спросом на внутреннем рынке США и внешнем рынке благодаря высокому качеству всего изделия и отдельных узлов, обеспеченности сервисом, ремонтом, концептуальной четкости применения.

					<i>ТМНО.130000.000 ПЗ</i>	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Установка УЭЦНМ состоит из (рис.2) погружного насосного агрегата, кабеля в сборе 13, наземного электрооборудования трансформаторной комплексной подстанции (индивидуальной КТППН или кустовой КТППНКС) 14.

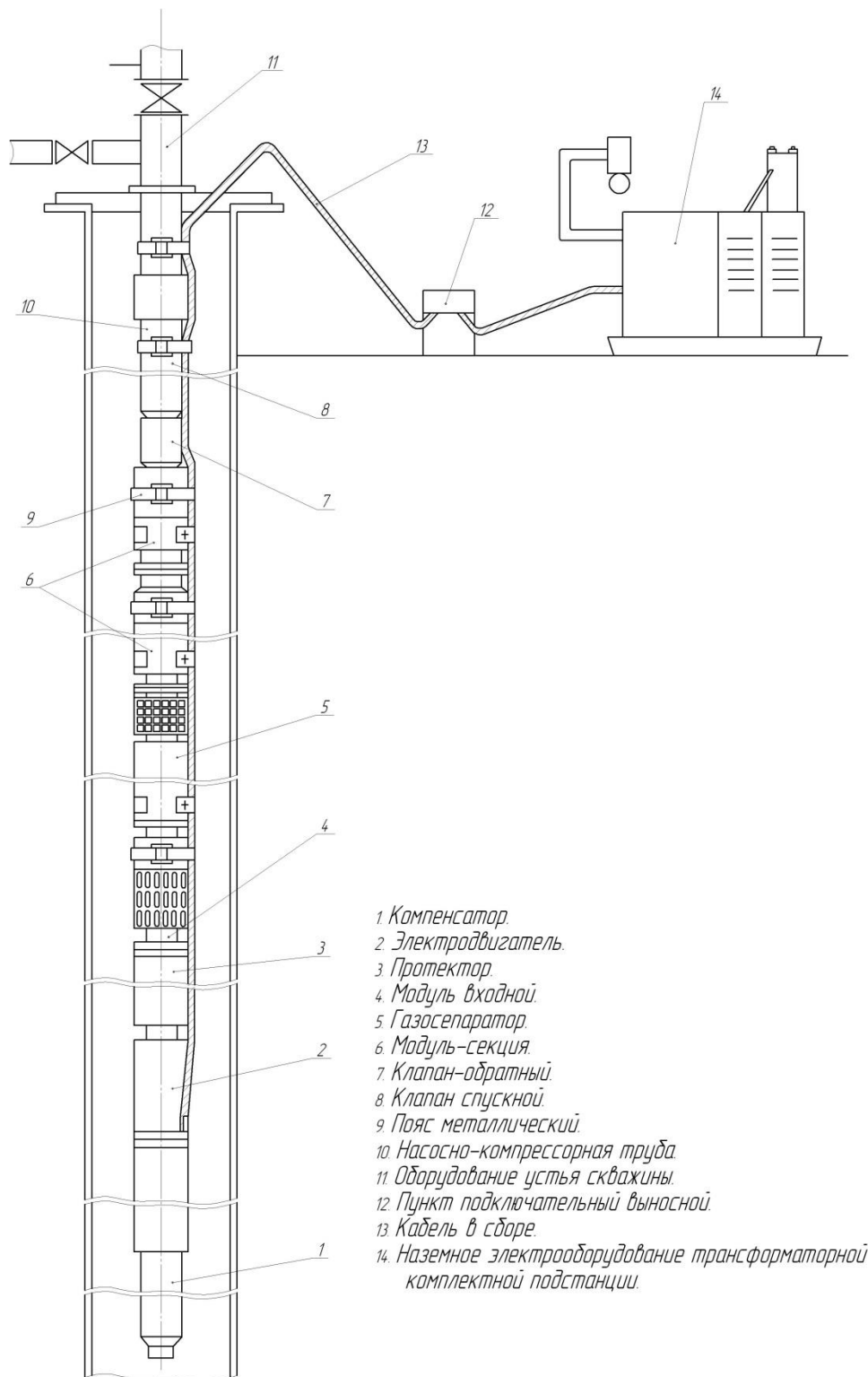


Рисунок 2- Установка УЭЦНМ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ТМНО.130000.000 ПЗ

Лист  
12

## 1.1 Устройство и принцип действия насоса

Установка УЭЦН состоит из погружного насосного агрегата (электродвигатель с гидрозащитой и насос), кабельной линии (круглого и плоского кабеля с муфтой кабельного ввода), колонны насосно-компрессорных труб, оборудования устья скважины и наземного электрооборудования: трансформатора и станции управления (или комплексного устройства).

Погружной насосный агрегат, состоящий из насоса и электродвигателя с гидрозащитой, спускается в скважину на насосно-компрессорных трубах. Кабельная линия обеспечивает подвод электроэнергии к электродвигателю. Кабель крепится к НКТ металлическими поясами.

На длине насоса и протектора кабель – плоский, прикреплен к ним металлическими поясами и защищен от повреждения кожухами или хомутами.

Над насосами устанавливают обратный и сливной клапаны. Насос откачивает жидкость из скважины и подает ее на поверхность по колонне НКТ. Оборудование устья скважины обеспечивает подвеску на фланце обсадной колонны НКТ с электронасосом и кабелем, герметизацию труб и кабеля, а также отвод жидкости в выкидной трубопровод [3].

Насос погружной, центробежный, секционный, многоступенчатый. Электродвигатель погружной, трехфазный, асинхронный, маслозаполненный с короткозамкнутым ротором. Гидрозащита электродвигателя состоит из протектора и компенсатора. Протектор двухкамерный с резиновой диафрагмой и торцевыми уплотнениями вала, компенсатор с резиновой диафрагмой. Кабель трехжильный с полиэтиленовой изоляцией.

Трансформатор обеспечивает подачу необходимого напряжения к погружному электродвигателю, станция управления предназначена для управления погружным электронасосом и отключения всей установки при отключении от нормально режима ее работы.

					<b>ТМНО.130000.000 ПЗ</b>	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Погружной насос, электродвигатель и гидрозащита соединяются между собой фланцами и шпильками. Валы насоса, двигателя и протектора имеют на концах шлицы и соединяются шлицевыми муфтами.

Погружной центробежный насос по принципу действия не отличается от обычных центробежных насосов, применяемых для перекачки жидкости. Отличие его в том, что он секционный, многоступенчатый, с малым диаметром рабочих ступеней – рабочих колес и направляющих аппаратов. В основном для нефтяной промышленности погружные насосы содержат от 130 до 415 ступеней.

Центробежный насос представляет собой простую гидравлическую машину, предназначенную для подъема и транспортирования по трубопроводу жидкости от одного места к другому. Насос состоит в основном из рабочего колеса с лопастями, направляющего аппарата, вала и корпуса.

Принцип действия насоса, с некоторым упрощением, можно представить себе следующим образом: жидкость, засасываемая через фильтр и всасывающий клапан, поступает по патрубку на лопасти вращающегося колеса, под действием которого она приобретает скорость и давление. Погружной насос имеет много ступеней и этот процесс повторяется в каждой ступени приобретая большую скорость и давление. Кинетическая энергия жидкости преобразуется в давление в спиральном канале. На выходе из насоса поток жидкости собирается и направляется в колонну насосно-компрессорных труб.

Основными параметрами насоса являются: подача, напор, высота всасывания, потребляемая мощность и коэффициент полезного действия. Параметры насоса указывают при работе его на воде [3].

## **1.2 Компоновка насоса**

Погружные электроцентробежные насосы спроектированы по секционному принципу и в общем случае состоят из входного модуля (МВ), средних секций (СС), верхней секции (СВ), обратного (КО) и спускных (КС) клапанов (рисунок 3,а). При высоком содержании газа в состав насоса включается модуль насосный-газосепаратор (МНГ) (рисунок 3,б). Конструкцией предусмотрены варианты комплектации насосов нижней секцией (СН), имеющей приемную сетку, при этом

					<b>ТМНО.130000.000 ПЗ</b>	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

из состава насоса исключается входной модуль (рисунок 3,в). При использовании нижней секции газосепаратор не может быть включен в состав насоса. В состав насоса при высоком содержании газа может быть включен газосепаратор с приемной сеткой (МНГН) (рисунок 3,г). При этом нет необходимости во входном модуле.

Насосы, в зависимости от поперечного габарита, изготавливаются трех групп: 5, 5А и 6. Группа условно определяет минимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, что составляет для группы 5 – 123,7 мм, 5А – 130 мм, 6 – 148,3 мм. Диаметр корпуса насоса соответственно равен 92, 103 и 114 мм.

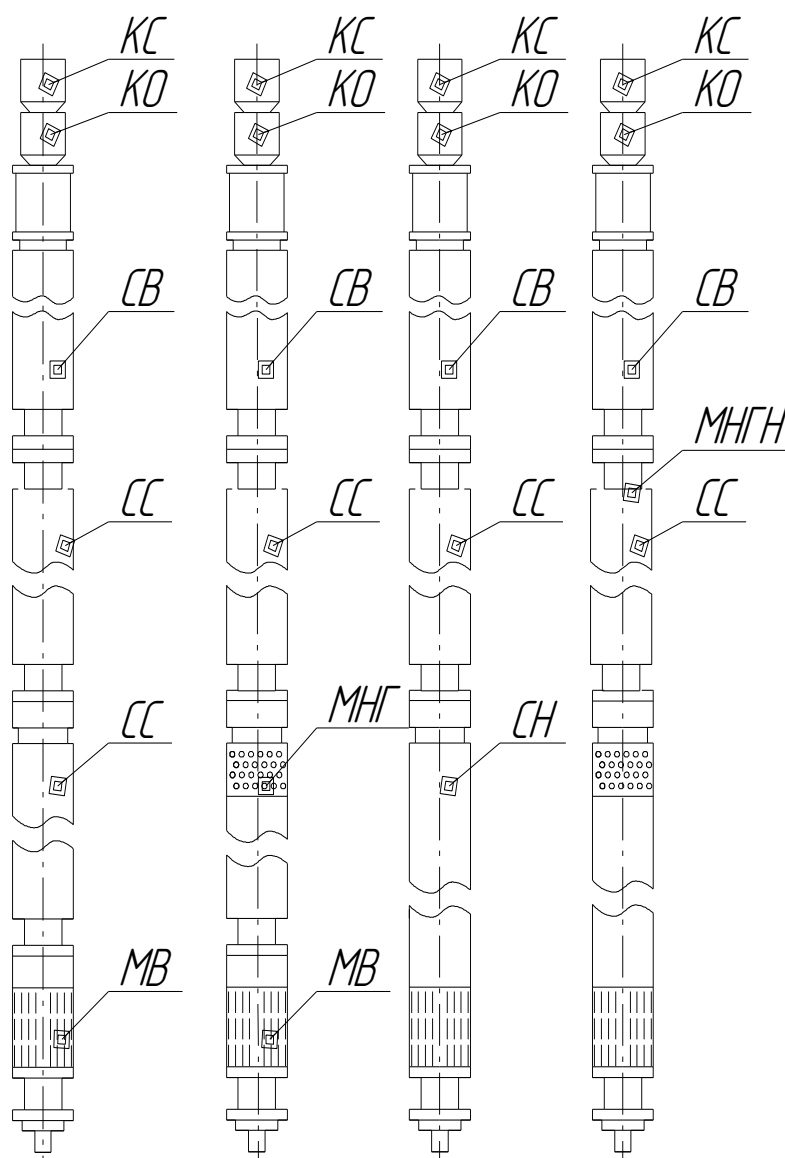


Рисунок 3 – Компоновка ЭЦН

### 1.3 Устройство модулей и работа насоса

Погружной насос собирается из входного модуля МВ, модуля насосного-газосепаратора МНГ, средней секции СС (одна+четыре), верхней секции СВ, которые соединяются между собой за фланцы при помощи шпилек и болтов.

Обратный клапан ввинчивается в ловильную головку верхней секции, спускной клапан ввинчивается в обратный. Привод насоса осуществляется погружным электродвигателем. Перекачиваемая жидкость через входной модуль поступает в газосепаратор, где происходит отделение попутного газа, затем в секции насоса, где создается требуемый напор. Через обратный и спускной клапан жидкость поступает в напорный трубопровод-колонну НКТ. Обратный и спускной клапаны могут быть установлены и выше ловильной головки насоса на 6...7 насосно-компрессорных труб.

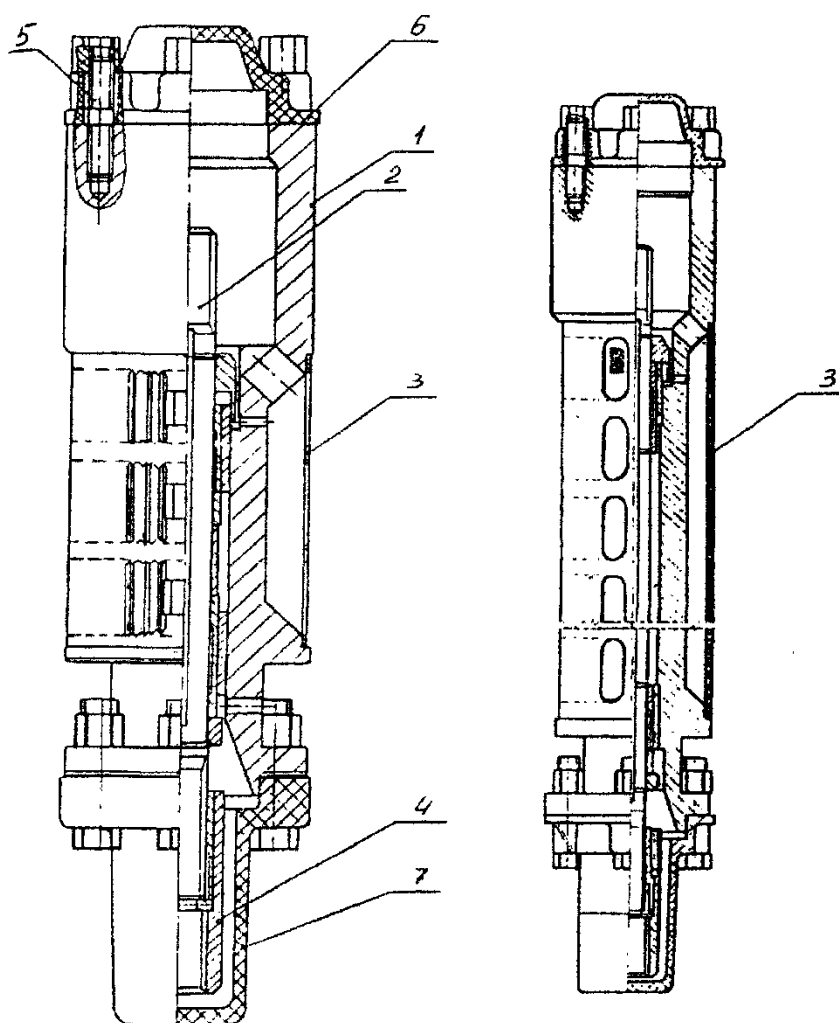


Рисунок 4- Модуль входной

1- основание; 2-вал; 3-приемная сетка; 4-шлицевая муфта; 5-шпилька; 6,7-крышка.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ТМИО.130000.000 ПЗ

Лист  
16

Входной модуль служит для приема и грубой очистки перекачиваемой жидкости, для соединения секций с двигателем и передачи крутящего момента от вала двигателя к валам секций насоса. Входной модуль приведен на рисунке 4 и состоит из основания 1, с отверстиями для прохода пластовой жидкости, в котором на подшипниках скольжения вращается вал 2. Снаружи основание обтянуто приемной сеткой 3. Для соединения вала модуля с валом протектора двигателя служит шлицевая муфта 4. При помощи шпилек 5 модуль верхним концом крепится к средней секции насоса или модулю насосному-газосепаратору. Нижним фланцем входной модуль крепится к протектору с помощью шпилек и гаек. На период транспортирования и хранения входной модуль закрыт крышками 6 и 7 [4].

Модуль насосный-газосепаратор (газосепаратор) предназначен для уменьшения объемного содержания свободного газа на входе в секции насоса. Газосепаратор МНГ изображен на рисунке 5 и состоит из трубного корпуса 1 с головкой 2, основанием 3 по его концам и вала 4 с расположенными в нём деталями. В корпусе установлены гайка 5, крепящая пакет рабочих органов через упор 6, подшипник 7, распорную втулку 8, направляющие аппараты 9,10 и опорное кольцо 11. На валу расположены втулки 12 радиальных подшипников, шлицевая муфта 19, шнек 13, рабочее колесо 14, втулки 15, решетка 16 и сепараторы 17. В головку 2 запрессован переводник 18, образующий с головкой муфту перекрестного потока, снаружи головки закреплен перфорированный патрубок 20, исполняющий роль дополнительного сепарирующего узла.

На период транспортирования и хранения газосепаратор закрыт крышками 21 и 22.

Газосепаратор основанием крепится с помощью шпилек и гаек к входному модулю. Головка газосепаратора фланцем стыкуется со средней секцией насоса и крепится к ней шпильками или болтами. Соединение валов осуществляется с помощью шлицевых муфт. Основание газосепаратора имеет вариант исполнения с приемной сеткой, в этом случае входной модуль не нужен и газосепаратор стыкуется непосредственно с протектором (исполнение МНГН).

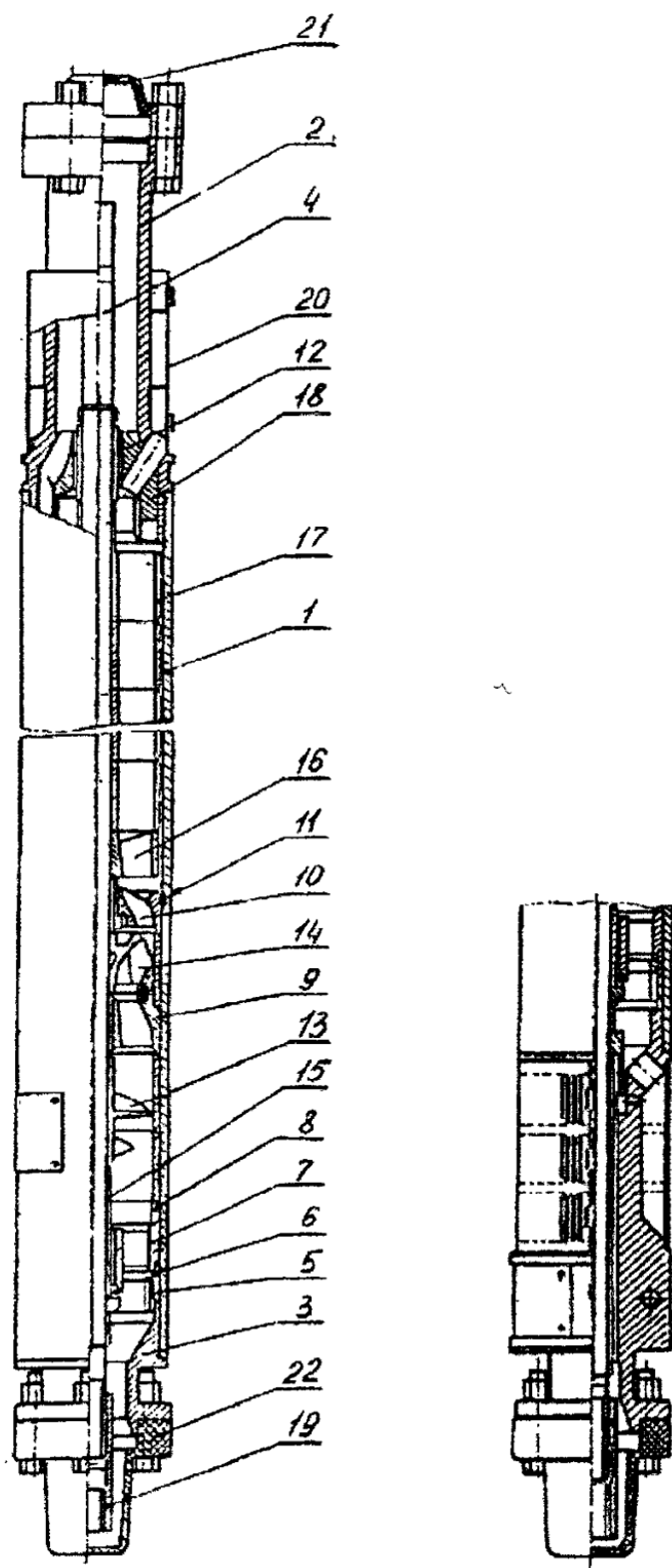


Рисунок 5 – Модуль насосный-газосепаратор

Работает газосепаратор следующим образом. Газожидкостная смесь попадает через входной модуль или сетку основания газосепаратора на шнек и далее к рабочим органам. За счет приобретения напора газожидкостная смесь поступает во вращающуюся камеру сепаратора, снабженную радиальными ребрами, где под

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ТМИО.130000.000 ПЗ

Лист  
18



действием центробежных сил газ отделяется от жидкости. Далее жидкость с периферии камеры сепаратора поступает по пазам переводника на прием насоса, а отсепарированная газожидкостная смесь попадает в полость перфорированного патрубка, где происходит дополнительное разделение газа и жидкости. Эта жидкость вытекает через отверстия патрубка, стекает снаружи по корпусу газосепаратора и снова поступает на вход. При этом снижается содержание газа в смеси, поступающей через входной модуль в газосепаратор. Газ через перфорированный патрубок отводится в затрубное пространство. Газосепараторы МНГ(К)5, МНГН(К)5 используются с насосами производительностью до 250 м<sup>3</sup>/сут, а МНГ(К)5А, МНГН(К)5А – с насосами производительностью до 400 м<sup>3</sup>/сут [4].

Средняя секция изображена на рисунках 6 и является основной частью насоса. Средняя секция состоит из корпуса 1, вала 2, пакета ступеней (рабочих колес 3 и направляющих аппаратов 4), верхнего подшипника 5, нижнего подшипника 6, промежуточных подшипников 17, верхней осевой опоры 7, головки 8, основания 9, двух ребер 10, резиновых колец 11, 13, шлицевой муфты 14 и крышек 15 и 16. Рабочие колеса и направляющие аппараты установлены последовательно. Направляющие аппараты в корпусе стянуты верхним подшипником и основанием и во время работы неподвижны. Рабочие колеса посажены через шпонку на вал, который приводит их во вращение. При вращении колес перекачиваемая жидкость получает приращение напора от ступени к ступени.

Верхний промежуточный 5 и нижний 6 подшипники являются радиальными опорами вала, а верхняя осевая опора 7 воспринимает нагрузки, действующие вдоль оси вала. Резиновые кольца 11 герметизируют внутреннюю полость секции от утечек перекачиваемой жидкости, резиновое кольцо 13 герметизирует соединение секций между собой и входным модулем.

					ТМНО.130000.000 ПЗ	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

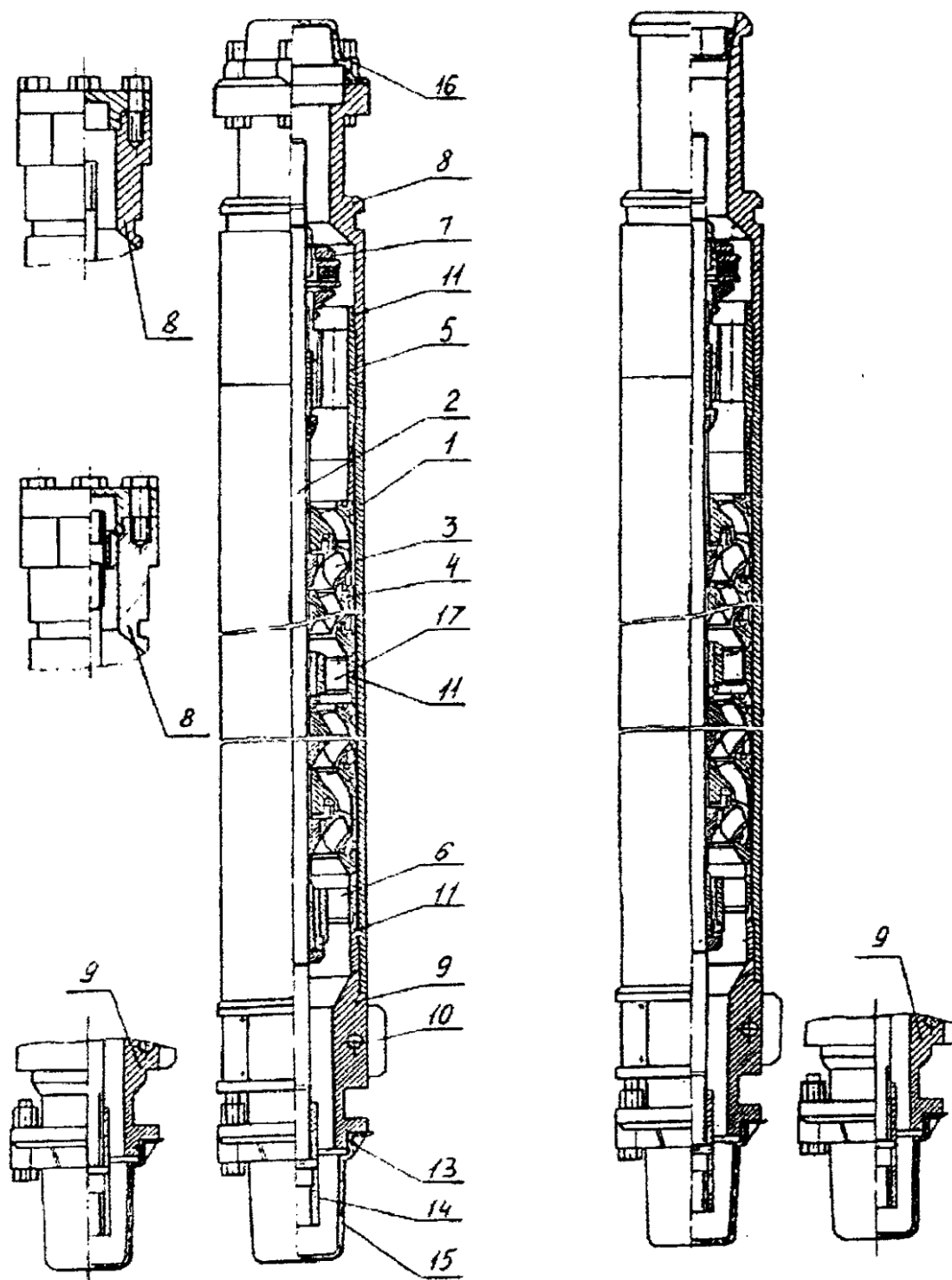


Рисунок 6 – Модуль секция

Шлицевая муфта 14 служит для соединения с валом пристыкованной секции или входного модуля или газосепаратора или протектора и передает вращение от одного вала к другому. На период транспортирования и хранения секция закрыта крышками.

Ребра 10 предназначены для защиты электрического кабеля, располагаемого

между ними, от механических повреждений о стенку обсадных труб при спуске и подъеме насоса. Ребра прикреплены к основанию секции болтом с гайкой.

Обратный клапан, приведенный на рисунке 7, предназначен для предотвращения обратного вращения рабочих колес насоса под воздействием столба жидкости в напорном трубопроводе при остановках насоса и облегчения его повторного запуска, используется для опрессовки колонны НКТ после спуска установки в скважину.

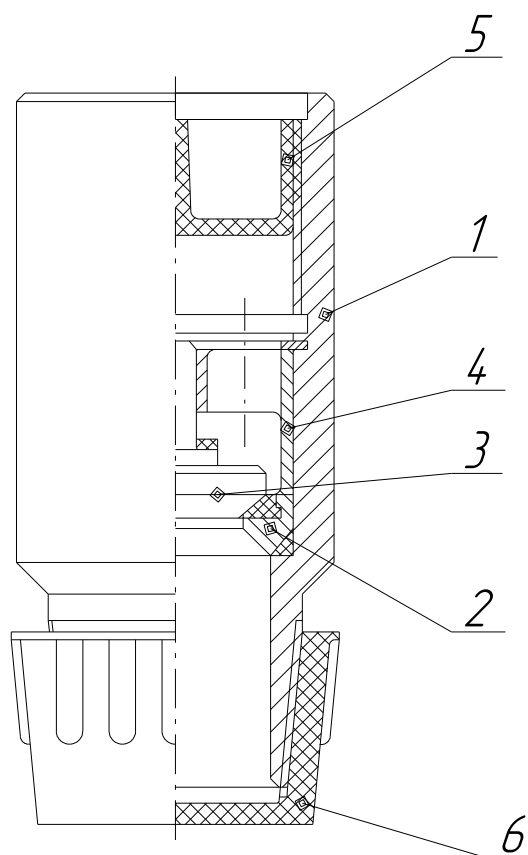


Рисунок 7 – Клапан обратный

1-корпус; 2-седло; 3-тарелка; 4-втулка; 5,6-крышка.

Обратный клапан состоит из корпуса 1, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения спускного клапана, а с другой стороны – наружная коническая резьба для ввинчивания в ловильную головку верхней секции. Внутри корпуса размещается обрезиненное седло 2, на которое опирается тарелка 3. Тарелка имеет возможность осевого перемещения в направляющей втулке 4. Под воздействием потока перекачиваемой жидкости тарелка поднимается, тем самым открывая клапан. При остановке насоса тарелка опуска-

ется на седло под воздействием столба жидкости в напорном трубопроводе, клапан закрывается [3].

На период транспортирования и хранения обратный клапан закрыт крышками 5 и 6.

Спускной клапан изображен на рисунке 8 и предназначен для слива жидкости из напорного трубопровода (колонны НКТ) при подъеме насоса из скважины. Спускной клапан состоит из корпуса 1, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба муфты для соединения к НКТ, имеющей условный диаметр 73 мм, а с другой стороны – наружная коническая резьба для ввинчивания в обратный клапан.

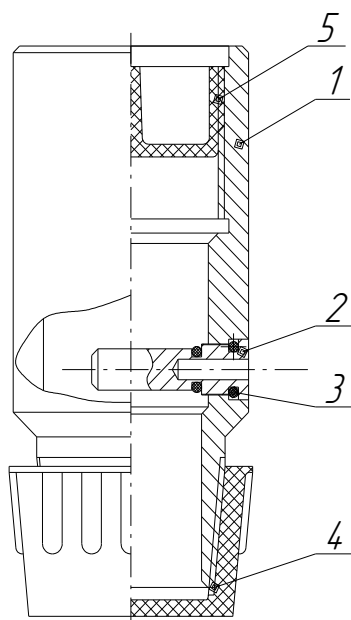


Рисунок 8 – Клапан сливной

1-корпус; 2-штуцер; 3-кольцо; 4,5-крышка

В корпус ввернут штуцер 2, который уплотнен резиновым кольцом 3. Перед подъемом насоса из скважины конец штуцера, находящийся во внутренней полости клапана, сбивается (обламывается) специальным инструментом, и жидкость из колонны НКТ вытекает через отверстие в штуцере в затрубное пространство. На период транспортирования и хранения обратный клапан закрыт крышками 4 и 5. Погружные электродвигатели, служащие для привода центробежных насосов, асинхронные с короткозамкнутыми роторами, маслозаполненные. При частоте

тока 50 Гц синхронная частота вращения вала равна 3000 об/мин. Двигатели также как и насосы, имеют малые диаметры, различные для скважин с обсадными колоннами 140, 146 и 168 мм. В тоже время их мощность может достигать 125 кВт. В связи с этим двигатели выполняют длиной иногда более 8 м.

Для предохранения электродвигателя от попадания в его внутреннюю полость пластовой жидкости, компенсации изменения объема масла в двигателе при его нагреве и охлаждении, а также во избежание утечек масла через неплотности служит гидрозащита (протектор), которая изображена на рисунке 9.

Гидрозащита расположена между двигателем и насосом и, создавая избыточное давление, одновременно подает густое масло к сальнику центробежного насоса, препятствуя утечке добываемой жидкости.

Электроэнергия подводится к погружному двигателю по специальному бронированному кабелю. Основная часть кабеля имеет круглое сечение. По погружному агрегату (насос, гидрозащита, головка двигателя) прокладывается плоский кабель, соответствующий необходимому диаметральному габариту агрегата.

					ТМНО.130000.000 ПЗ	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

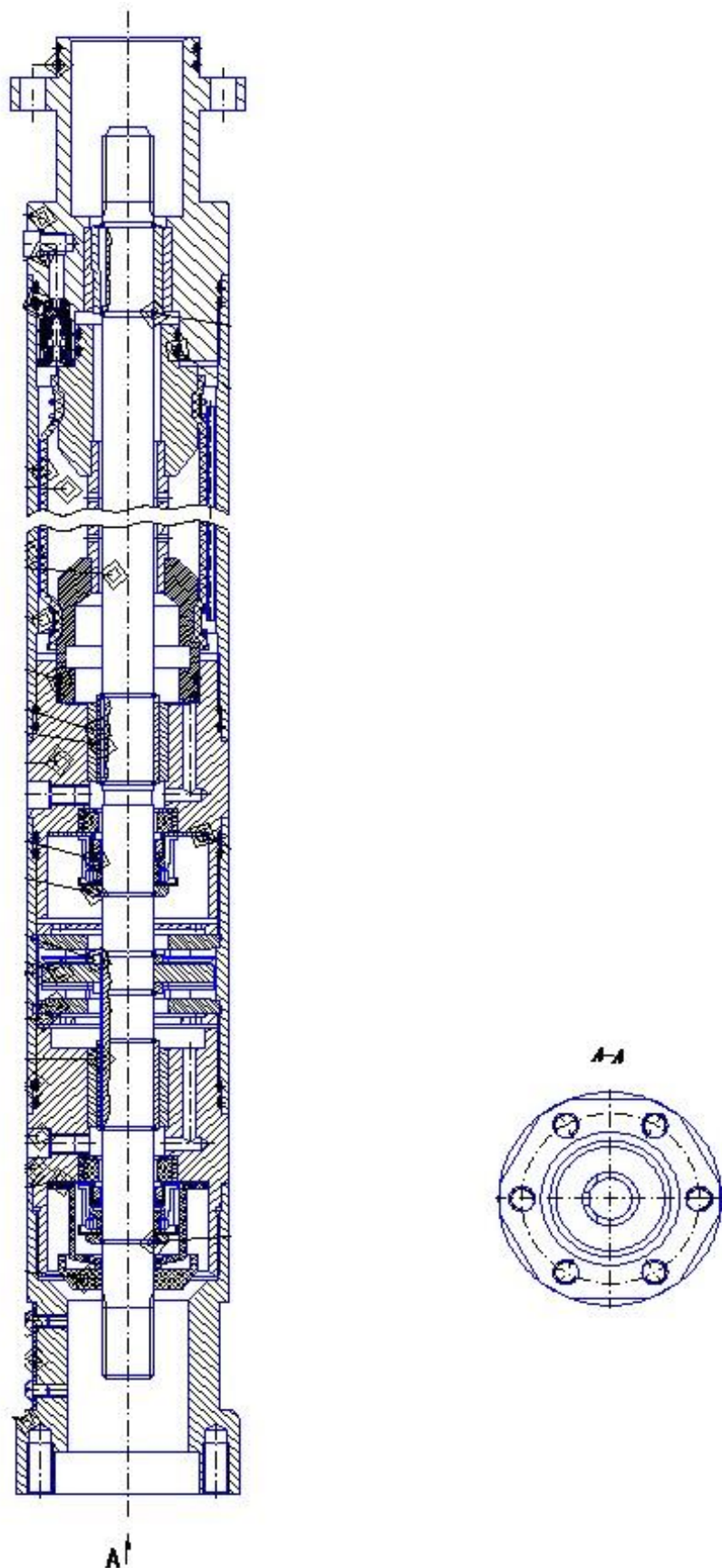


Рисунок 9- Гидрозащита

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ТМНО.130000.000 ПЗ

Лист  
24

## 1.4 Кожух для погружных электродвигателей

Кожух для погружных электродвигателей предназначен для:

- обеспечения охлаждения электродвигателей за счет увеличения скорости потока пластовой жидкости, омывающей электродвигатель.
- обеспечения оптимального режима работы электродвигателя в период вывода на режим погружной установки для добычи пластовой жидкости (типа КГ),
- забора пластовой жидкости ниже зоны перфорации в случае присоединения насосно-компрессорных труб (типа КГ),
- комплектации установок используемых в системах ОРЭ (типа КГ) [3].

Кожуха для электродвигателей выпускаются следующих типов:

- односекционные,
- многосекционные,
- для комплектации установок с электродвигателем 103 габарита,
- для комплектации установок с электродвигателем 117 габарита,
- типа КЭ базового исполнения,
- типа КГ (150) герметичного исполнения (перепад давления до 15 МПа),
- типа КГ (250) герметичного исполнения (перепад давления до 25 МПа).

Таблица 1-Технические характеристики:

Параметры кожуха	Тип кожуха					
	(1)КЭ-103-124	(1)КЭ-103-125	(1)КЭ-103-128	КГ-103 (150)	КГ-103 (250)	(1)КЭ-117-140
Диаметр корпуса электродвигателя, мм	103					117
Наружный диаметр корпуса, мм	124	125	128	124	124	140
Перепад давления, выдерживаемый узлом герметизации кожуха, кгс/см <sup>2</sup> , (МПа), не более	-	-	-	150(15)	250(25)	-
Масса присоединяемого дополнительно оборудования и насосно-компрессорных труб, кг, не более	800					

Таблица 2-Условия эксплуатации

Параметры	Показатели
Температура пластовой жидкости, С°, не более	+160
Водородный показатель попутной воды, рН	5,0-8,5
Гидростатическое давление в зоне подвески, кгс/см <sup>2</sup> , (МПа), не более	250 (25)
Концентрация сероводорода, г/л, не более	до 1,25
Плотность пластовой жидкости, кг/м <sup>3</sup> , не более	1400

Кожух типа КЭ состоит из следующих сборочных единиц:

- корпус кожуха,
- модуль входной,

- центратор. Общая длина кожуха необходимая для размещения в нем двигателя обеспечивается подбором исполнения корпуса кожуха. Корпус для кожуха выполнен в виде трубы, с возможностью размещения внутри него входного модуля и электродвигателя с протектором таким образом, чтобы обеспечить движение потока пластовой жидкости через зазор между корпусом и электродвигателем. В верхней части корпуса устанавливается модуль входной. В нижней части установлено основание с резьбой муфты трубы гладкой диаметром 73 мм по ГОСТ 633, для присоединения дополнительного оборудования и труб НКТ. Кабельный удлинитель предназначен для питания электродвигателя. Состоит из кабельной муфты и соединенного с ней отрезка плоского трехжильного кабеля заданной длины и сечения.

Модуль входной предназначен для передачи вращающего момента от электродвигателя к насосу, герметизации кабеля, а также для предотвращения попадания на прием погружного насоса твердых примесей, содержащихся в пластовой жидкости. По требованию Заказчика исполнение входного модуля может быть базовым, коррозионно-стойким, износостойким и коррозионно-износостойким.



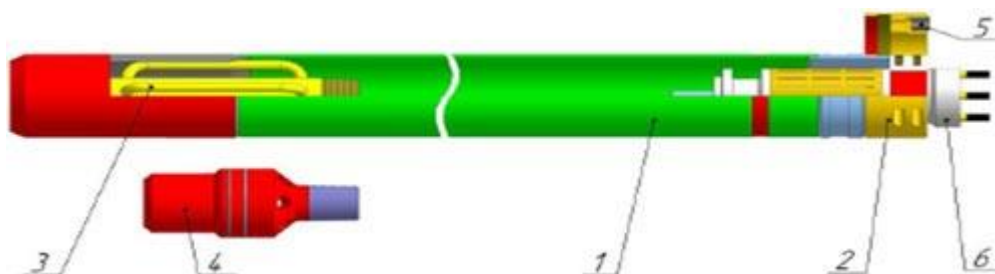


Рисунок 10- Кожух

1. Корпус кожуха 2. Хомут для подвески кожуха 3. Центратор 4. Переходник 5. Накладка  
6. Модуль входной

Достоинства кожухов для ПЭД.

Кожух обеспечивает:

- свободное прохождение флюида мимо ПЭД к приему насоса, тем самым обеспечивая охлаждение ПЭД;
- герметизацию электропогружного кабеля;
- передачу через кожух нагрузок (растягивающих, сжимающих и крутящего момента) без воздействия на ПЭД и погружной насос;
- герметичное соединение приема насоса с внутренней полостью ниже расположенных труб НКТ;
- отвод попутного нефтяного газа или газа, выделяющегося из нефти при снижении давления в приемной части.

## 2 Расчет деталей и агрегатов насоса

### 2.1. Расчет корпуса кожуха на прочность

Расчет производится в соответствии с литературой [5]

Корпусы погружных центробежных насосов выполняются в виде стальных труб с внутренней расточкой для центрирования направляющих аппаратов, радиальных опор и узлов сочленения при многосекционном исполнении насоса.

Корпус имеет строго ограниченную кривизну и разностенность.

Корпусы погружных центробежных насосов изготавливают из трубных заготовок точением или из холодноотянутых комбинированных труб повышенной точности длиной 2100, 3600 и 5000 мм.

Пакет ступеней размещается в корпусе и зажимается концевыми деталями с цилиндрической резьбой. Затяжка пакета ступеней в корпусе насоса должна быть такой, чтобы при работе насоса после перераспределения усилий направляющие аппараты не могли проворачиваться под действием реактивного момента струи жидкости или трения рабочих колес о направляющие аппараты.

Полная нагрузка действующая на корпус, складывается из усилия предварительной затяжки и дополнительного усилия, возникающего при работе насоса.

Рассчитаем корпус насоса со следующим исходными данными:

Диаметр корпуса  $D_n = 92$  мм (наружный)

$D_{вн} = 80$  мм (внутренний)

Диаметр ступени  $d_n = 80$  мм (наружный)

$d_{вн} = 74,5$  мм (внутренний)

Определим предварительную затяжку пакета ступеней с учетом коэффициента запаса плотности стыка:

$$T = \pi k r g H \chi_{вн}^2 \times (1 - \frac{E_k E_k}{2(E_k F_k + E_{на} F_{на})}),$$

где  $k$  – коэффициент запаса плотности стыка, принимаем  $k = 1,4$ ;

					ТМНО.130000.000 ПЗ	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\rho$  – плотность воды,  $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ ;

$H$  - максимальный напор развиваемый одной модуль-секцией с длиной корпуса 3000 мм,  $H = 561 \text{ м}$ ;

$g$  - ускорение свободного падения,  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ ;

$F_k F_{на}$  – площади поперечного сечения корпуса и направляющего аппарата.

$E_k$  – модуль упругости материала корпуса, принимаемая для стали 45

$E_k = 2,1 \times 10^5 \text{ МПа}$ ;

$E_{на}$  – модуль упругости материала направляющего аппарата, принимаем для чугуна  $E_{на} = 1,45 \times 10^5 \text{ МПа}$ ;

$Ч_{вн}$  – внутренний радиус расточки корпуса,  $Ч_{вн} = 0,042 \text{ м}$ ;

$$F_k = \frac{\pi P_n^2}{4} - \frac{\pi P_{вн}^2}{4}$$

$$F_k = \frac{3,14 \times 0,0085^2 - 3,14 \times 0,0064^2}{4} = 0,0016 \text{ м}^2$$

$$F_{на} = \frac{\pi d_n^2}{4} - \frac{\pi d_{вн}^2}{4}$$

$$F_{на} = \frac{3,14 \times 0,0064^2 - 3,14 \times 0,0055^2}{4} = 0,00070 \text{ м}^2$$

Подставив все значения получим:

$$T = 3,14 \times 1,4 \times 1000 \times 9,81 \times 561 \times 0,00176 \times$$

$$\times \left(1 - \frac{2,1 \times 10^{11} \times 0,016}{2 \times (2,1 \times 10^{11} \times 0,0016 + 1,45 \times 10^{11} \times 70 \times 10^{-5})}\right) = 26065 \text{ м}$$

Находим общее усилие, действующее вдоль оси корпуса насоса:

					ТМНО.130000.000 ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q = T + \frac{\pi \rho g H_{\max} r_{\text{вн}}^2 E_k F_k}{2 \times (E_k F_{\text{нк}} + E_{\text{на}} F_{\text{на}})} + \pi \rho g H_{\max} r_{\text{вн}}^2 + C_T;$$

где  $C_T$  - масса погружного агрегата до верхней модуль-секции.

$$C_T = q (m_{\text{нас}} + m_{\text{дв}} + m_{\text{пр}} + m_{\text{к}}),$$

где  $m_{\text{нас}}$  - масса насоса,  $m_{\text{нас}} = (m_{1\text{сек}} + m_{2\text{сек}} + m_{\text{вм}})$

$m_{1\text{сек}}$  - масса первой секции,  $m_{1\text{сек}} = 107$  кг;

$m_{2\text{сек}}$  - масса второй модуль-секции,  $m_{2\text{сек}} = 107$  кг;

$m_{\text{вм}}$  - масса входного модуля,  $m_{\text{вм}} = 9,5$  кг;

$m_{\text{дв}}$  - масса двигателя, для двигателя ПЭД22-117,  $m_{\text{дв}} = 155$  кг;

$m_{\text{пр}}$  - масса протектора,  $m_{\text{пр}} = 40$  кг;

$m_{\text{к}}$  - масса компенсатора,  $m_{\text{к}} = 21$  кг;

$$C_T = 9,81 \times ((107+107+9,5)+155+40+2,1) = 4311 \text{ кг}$$

$$Q = 26065 + \frac{3.14 \times 1000 \times 9.81 \times 561 \times 0.00176 \times 2.1 \times 10^{11} \times 0.0016}{2 \times (2.1 \times 10^{11} \times 0.0016 + 1.45 \times 10^{11} \times 0.00067)} +$$

$$+ 3.14 \times 1000 \times 9.81 \times 1190 \times 0.00176 + 4311 = 106342 \text{ м}$$

Определим осевое напряжение в опасных сечениях корпуса

$$\sigma_z = \frac{Q}{F'_k},$$

где  $F'_k$  - площадь ослабленного сечения корпуса по наружному диаметру резьбы

$$F'_k = \frac{\pi D_n^2}{4} - \frac{\pi d_{\text{рез}}^2}{4}$$

					ТМНО.130000.000 ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Где  $d_{рез}$  – наружный диаметр резьбы корпуса, принимаем  $d_{рез}=0,083\text{м}$

$$F'_k = \frac{3,14 \times 0,0085 - 3,14 \times 0,00689}{4} = 0,00126\text{м}^2$$

$$\sigma_z = \frac{Q}{F'_k}$$

$$\sigma_z = \frac{106342}{0,00126} = 846303175 \text{ Па} \approx 84,6\text{МПа}$$

Определим тангенсальное напряжение в опасных сечениях корпуса

$$\sigma_t = \frac{\rho g H_{\max} r_{\text{вн}}}{S} - \frac{T}{\mu F'_k},$$

где  $S$  – толщина корпуса в опасном сечении,  $S = 0,004 \text{ м}$ ;

$\mu$  - коэффициент Пуансона, для стали 45  $\mu = 0,28$  [6]

$$\sigma_t = \frac{1000 \times 9,81 \times 1190 \times 0,042}{0,004} - \frac{26065}{0,28 \times 0,00126} = 116783727,8\text{Па} \approx 116,8\text{МПа}$$

Вычисляем эквивалентное напряжение по энергетической теории

$$\sigma_{\text{экв}} = \sqrt{\sigma_z^2 + \sigma_t^2 - \sigma_z \sigma_t}$$

$$\sigma_{\text{экв}} = \sqrt{(84,6 \times 10^6)^2 + (116,8 \times 10^6)^2 - 84,6 \times 10^6 \times 116,8 \times 10^6} = 175,2\text{МПа}$$

Определим коэффициент запаса прочности

$$\frac{\sigma_r}{n} = \sigma_{\text{экв}} > 1,25$$

					ТМНО.130000.000 ПЗ	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $\sigma_T$  – предел текучести, для стали 45  $\sigma_T = 360$  МПа

$$n = \frac{360}{175.2} = 2.05$$

Выбор данного материала корпуса насоса, а также выбор его основных размеров удовлетворяет условие прочности, следовательно корпус выдержит рассчитанные нагрузки.

## 2.2 Расчет фланцевого соединения

Расчет производится в соответствии с литературой [4]

Фланцевое соединение, используемое в погружном электроцентробежном насосе относится к контактирующим фланцевым соединениям (рисунок 11).

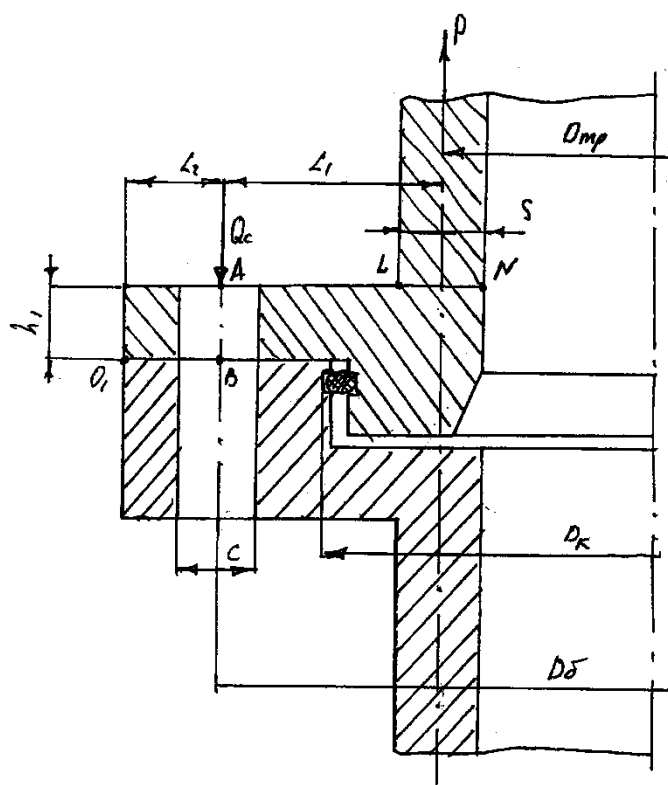


Рисунок 11 - Фланцевое соединение

Рассчитаем суммарное усилие для фланцевых болтов.

$$Q_c = \frac{\pi D_k^2}{k \cdot 4} \cdot \frac{l_1 + l_2}{pl_2},$$

где  $k$  – коэффициент затяжки, примем  $k = 2$ ;

$D_k$  – диаметр уплотнительного кольца,  $D_k = 0,064$  м;

$P$  – рабочее давление, примем  $P = 20$  МПа;

$l_1$  – расстояние от средней окружности трубы до окружности осей болтов,  $l_1 = 0,018$  м;

$l_2$  – расстояние от наружной окружности фланца до окружности осей болтов, принимаем  $l_2 = 0,01$  м;

$$Q_c = \frac{\pi D_k^2}{k \cdot 4} \cdot \frac{l_1 + l_2}{pl_2},$$

$$Q_c = \frac{3.14 \cdot 0.064^2}{2 \cdot 4} \cdot \frac{0.018 + 0.01}{2 \cdot 10^7 \cdot 0.1} 102891 \approx 103 \text{ кН},$$

Эта формула учитывает, что в предельном состоянии раскрытие стыка происходит при повороте относительно точки  $O_1$ .

Условие прочности фланцевых болтов

$$\delta = \frac{4Q_c}{Z\pi d_1^2} \leq (0,6/0,8)\delta_T,$$

где  $Z$  – число болтов в соединении,  $Z = 6$ ;

$d_1$  – внутренний диаметр резьбы болта,

$d_1 = 0,011$  м;

Материалы болта сталь 40Х,  $\delta = 750$  МПа;

$$\delta = \frac{4 \cdot 103 \cdot 10^3}{6 \cdot 3.14 \cdot 0.011^2} = 180,7 \text{ МПа}$$

					ТМИО.130000.000 ПЗ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коэффициент запаса прочности

$$K_1 = \frac{(0,6/0,8)\delta_T}{\delta} = \frac{0,7 \cdot 750}{180,7} = 2,9$$

Значение  $K_1$  не должно быть меньше допустимого,  $[K] = 1,5$

Размер и материал болтов, а также количество обеспечивает прочность. Коэффициент запаса прочности выбирается значительно, так как в этом соединении при монтаже агрегата и его спуске в скважину возникают высокие переменные нагрузки.

При расчете на прочность фланец рассматривают как стержень, заделанный в сечении АВ и упруго связанный с трубой.

Из рисунка 11 видно, что верхний и нижний фланец отличаются друг от друга, но верхний фланец имеет меньшую площадь и размер  $h_1$ , поэтому расчет будем вести только для фланца с меньшей площадью сечения.

Изгибающий момент в сечении АВ

$$M = \eta p \ell,$$

где  $p = \frac{\pi D_K^2}{4}$  - внешнее усилие, действующее на фланцевое соединение;

$\eta$  - коэффициент уменьшения изгибающего момента ( $0,5 \leq \eta \leq 1$ ) за счет упругой связи фланца и трубы.

$$\eta = \frac{1 + \lambda}{2 + \lambda},$$

$$\text{где } \lambda = \frac{\sqrt{r + nS}}{0,72l_1} - \frac{(h_1)^3}{S} * \frac{\pi D_\delta - zc}{\pi D_{пр}},$$

$S$  – толщина трубы, принимаем  $S = 0,01$  м;

$c$  – диаметр отверстия под болт,  $c = 0,013$  м;

					ТМНО.130000.000 ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$$r_{\text{тр}} = \frac{D_{\text{тр}}}{2} - \text{средний радиус трубы, } r_{\text{тр}} = 0,024 \text{ м;}$$

$h_1$  – толщина фланца,  $h_1 = 0,013$  м

$D_\delta$  – диаметр окружности осей болтов,  $D_\delta = 0,083$  м;

$$\lambda = \frac{\sqrt{0.024+0.01}}{0.72 \cdot 0.018} - \frac{(0.013)^3}{0.01} \cdot \frac{3.14 \cdot 0.083 - 6 \cdot 0.013}{3.14 \cdot 0.048} = 1.65$$

$$\eta = \frac{1+1.65}{2+1.65} = 0,73$$

$$M = 0,73 \cdot \frac{3.14 \cdot 0.064^2}{4} \cdot 2 \cdot 10^7 \cdot 0,018 = 845 \text{ Н}$$

Напряжение изгиба во фланце ( в сечении АВ)

$$\delta_{\text{и}} = \frac{6M}{(\pi D_\delta - zc)h^2} \leq 0,6 \delta_{\text{в}} \quad , (9.118)$$

материал фланца сталь 45

$\delta_{\text{в}} = 880$  МПа

$$\delta_{\text{и}} = \frac{6 \cdot 845}{(3.14 \cdot 0.083 - 6 \cdot 0.013) \cdot 0.013^2} = 164,3 \text{ МПа}$$

Следовательно прочность в этом сечении обеспечивается.

Изгибающий момент в сечении LN трубы

$$M_1 = \frac{\pi D_K^2}{(1 - \eta)4pl_1}$$

					ТМИО.130000.000 ПЗ	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$M_1 = \frac{3.14 \cdot 0.064^2}{(1 - 0.73) \cdot 4 \cdot 2 \cdot 10^7 \cdot 0.018} = 312,5 \text{ Н*м},$$

Напряжение изгиба в сечении LN

$$\sigma_{н1} = \frac{6M_1}{\pi D_{TP} S_1^2} \leq 0,6 \delta_B,$$

$$\sigma_{н1} = \frac{6 \cdot 312,5}{3.14 \cdot 0.048 \cdot 0.01^2} = 124,4 \text{ МПа}$$

$$124,4 < 528$$

В сечение LN прочность обеспечивается. Остальные сечения фланца имеют большие размеры поэтому рассматривать их не имеет смысла.

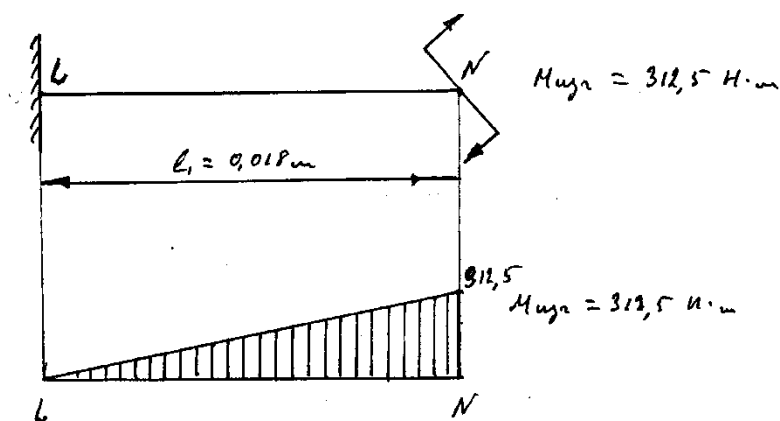


Рисунок 12 - Напряжение изгиба в сечении LN

### 2.3 Определение мощности трансформаторной подстанции

Расчеты производится в соответствии с литературой [7]

После монтажа установки на устье скважины необходимо произвести правильное подключение электродвигателя к источнику питания. Для преобразования электроэнергии в промышленной сети и для питания погружного электродвигателя применяют трансформаторы типа ТМПН, а для защиты и управления комплектные устройства типа ШГС.

Для правильного выбора трансформатора необходимо сделать расчет определяющий необходимую мощность трансформатора, которая требуется для нормального режима работы установки.

Определим мощность трансформатора, если известно:

электродвигатель ПЭД 22 – 117;

длина кабеля  $\ell = 1100$  м;

кабель марки КПБК 3\*16;

Мощность трансформатора

$$S = \frac{\frac{P_{дв}}{\eta} + \Delta P_{каб}}{\cos \gamma \cdot k} \text{ кВт},$$

где  $P_{дв}$  – номинальная мощность на валу погружного электродвигателя,

$$P_{дв} = 22 \text{ кВт};$$

$\eta$  – номинальный К.П.Д. погружного двигателя,  $\eta = 0,845$ ;

$\cos \gamma$  – номинальное значение коэффициента мощности погружного двигателя,  $\cos \gamma = 0,85$ ;

$k$  – коэффициент запаса,  $k = 1,1 \div 1,2$ , принимаем  $k = 1,2$ ;

$\Delta P_{каб}$  – потери мощности в кабеле

$$\Delta P_{каб} = 3J_{дв}^2 \cdot R \cdot 10^3 \text{ кВт},$$

где  $J_{дв}$  – номинальный ток погружного двигателя,  $J_{дв} = 24$ А;

$R$  – сопротивление одной жилы кабеля,

$$R = \frac{l}{gS},$$

$$R = \frac{1100}{0,0213 \cdot 201} = 0,177 \text{ Ом}$$

где  $\ell$  – длина кабеля,  $\ell = 1100$  м;

					ТМИО.130000.000 ПЗ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

S – сечение жилы кабеля,

$$S = \frac{\pi d^2}{4},$$

$$S = \frac{3.14 \cdot 16^2}{4} = 201 \text{ мм}^2,$$

g – удельное сопротивление кабеля при 60<sup>0</sup>С,

принимая g = 0,0213 Ом\*мм<sup>2</sup>/м

$\Delta P_{\text{каб}} = 3 \cdot 24^2 \cdot 0,117 \cdot 10^3 = 0,2 \text{ кВт}$ , тогда

$$S = \frac{22/0.845 + 0.2}{0.85} \cdot 1,2 = 37 \text{ кВт}$$

Выбираем из ряда ближайший по мощности трансформатор.

Трансформатор ТМПН 40/1.

Номинальная мощность 40 кВт

Номинальное напряжение:

в первичной обмотке 380 В

во вторичной обмотке 463 В

Выбираем также станцию управления

ШГС 5805 – 49АЗУ1

номинальный ток силовой цепи 50А,

номинальное напряжение силовой цепи до 2300 В.

					ТМИО.130000.000 ПЗ	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В курсовом проекте была дана техническая характеристика и расчет конструкции, принцип работы гидрозащиты установки центробежного насоса УЭЦНМ5-50-1100, произведен расчет узлов механизма, а точнее: расчет корпуса кожуха насоса на прочность; расчет фланцевого соединения на прочность; определение мощности трансформаторной подстанции.

При расчете корпуса кожуха насоса на прочность мы определили предварительную затяжку пакета ступеней с учетом коэффициента запаса плотности стыка; нашли общее усилие, действующее вдоль оси корпуса насоса; определили осевое напряжение в опасных сечениях корпуса; определили тангенсальное напряжение в опасных сечениях корпуса; вычислили эквивалентное напряжение по энергетической теории; определили коэффициент запаса прочности. Выбор данного материала корпуса насоса, а также выбор его основных размеров удовлетворяет условию прочности, следовательно корпус выдержит рассчитанные нагрузки.

При расчете фланцевого соединения на прочность мы рассчитали суммарное усилие для фланцевых болтов. Коэффициент запаса прочности  $K_1 = 2,9$  не должен быть меньше допустимого,  $[K] = 1,5$ . Размер и материал болтов, а также количество обеспечивает прочность. Коэффициент запаса прочности выбирается значительно, так как в этом соединении при монтаже агрегата и его спуске в скважину возникают высокие переменные нагрузки. При расчете на прочность фланец рассматривают как стержень, и упруго связанный с трубой.

Верхний и нижний фланец отличаются друг от друга, но верхний фланец имеет меньшую площадь и размер, поэтому расчет производился только для фланца с меньшей площадью сечения. Материал фланца сталь 45. В сечении LN прочность обеспечивается. Остальные сечения фланца имеют большие размеры поэтому рассматривать их не имеет смысла.

После монтажа установки на устье скважины необходимо произвести правильное подключение электродвигателя к источнику питания. Был сделан расчет определяющий необходимую мощность трансформатора, которая требуется для

					<b>ТМНО.130000.000 ПЗ</b>	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нормального режима работы установки.  $S = 37$  кВт. Был выбран из ряда моделей, ближайший по мощности трансформатор ТМПН 40/1.

Результаты расчетов показали, что расчеты удовлетворяют необходимым требованиям, условие выполняется.

					ТМИО.130000.000 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1.Справочник по нефтепромысловому оборудованию / под ред. Е.И. Букаленко. – М.: Недра, 1990.-560с.
2. Молчанов А.Г., Чичеров Л.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы. – М.: Недра, 1976.-328с.
- 3.Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти/А.А Богданов,. Изд. – М.: Недра, 1968 – 272с.
- 4.Аливерзаде, К.С. Расчет и конструирование оборудования для эксплуатации нефтяных скважин. /К.С. Аливерзаде, А.А. Даниелян, В.И. Документов. – М.: Недра, 1968. – 366с.
- 5.Расчет на прочность деталей машин: справочник /И.А. Биргер, Б.Ф. Шорр, Г.Б. Иосилевич – М.: Машиностроение, 1979.-702с.
6. Марочник сталей и сплавов /под ред. В.Г. Сорокина, А.В. Волосникова, С.А. Вяткина и др. –М.: Машиностроение, 1979.-702с.
7. Аливерзаде К.С. и др. Расчет и конструирование оборудования для эксплуатации нефтяных скважин. /К.С. Аливерзаде, А.А. Даниелян, В.И. Документов. – М.: Недра, 1968. – 366с.

					ТМИО.130000.000 ПЗ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		