



**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
УЗБЕКИСТАН**

**ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ имени АБУ РАЙХАНА БЕРУНИ**

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

КАФЕДРА: «ГИДРАВЛИКА И ГИДРОЭНЕРГЕТИКА»

на правах рукописи

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ
РАБОТА**

на тему:

**ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ
ЭФФЕКТИВНОСТИ НС «ГУВАЛАК»**

Для получения степени бакалавра по направлению
5520300 – «Гидроэнергетика»

Зав. кафедрой: д.т.н., проф. Мухаммадиев М.М.

Руководитель: к.т.н., доц. Носиров Ф.Ж.

Выпускник: Рузметов А.Х.

Ташкент – 2014 г.



**ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ имени А.Р.БЕРУНИИ**

Рецензия по выпускной квалификационной работе

Бакалавр Рузметов Азизбек

Тема: «Повышение эксплуатационной эффективности насосной станции «Гувалак».

Объем выпускной квалификационной работы:

Рецензируемая квалификационная работа общим объемом 80 страниц состоит из: введения, 6 глав, заключения и списка литературы и графической части из 4 листов.

Примечание:

Насосная станция «Гувалак» расположена в Касанском районе Кашкардарьинской области была введена в эксплуатацию в 1991 году с производительностью 4,85 м³/с, осуществляет подачу воды на орошение подвешенных земель ширкатных и деканских хозяйств.

Актуальность темы:

Насосная станция после реконструкции обеспечит гарантированное водообеспечение, которое повысит устойчивость развития предприятий перерабатывающих сельхозпродукцию. Повышение эксплуатационной эффективности насосной станции «Гувалак» имеет важное социально-экономическое и экологическое значение.

Характеристика бакалавра:

Работа, выполненная Рузметовым Азизбеком, представляет законченный проект повышения эксплуатационной эффективности насосной станции, в которой определены основные режимы улучшения работы насосной станции, что даёт возможность определить наиболее экономичные режимы эксплуатации насосной станции.

Положительные стороны выпускной квалификационной работы:

Целью настоящего проекта является - обеспечение гарантированной подачи воды для предотвращения потерь продукции и доходов, других отрицательных социально-экономических и экологических последствий, создание долговременных устойчивых условий развития орошаемого земледелия в Кашкардарьинской области.

Недостатки выпускной квалификационной работы:

- По выполненной работе имеются следующие замечания:
- в пояснительной записке: таблица «Технические показатели насосной станции «Гувалак»» не указан тип оборудования после реконструкции;
 - в пояснительной записке: страницы и таблицы пронумерованы не полностью.

Оценка работы: хорошо.

Рецензент выпускной квалификационной работы:



**Рук. группы отдела
машинного орошения
ОАО «Узсувалойихла»
Н.М. Исмаилов**



О Т З Ы В

НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

Выпускник: Рузметов Арзбек Загалбаевич

На тему: Повышение эффективности энергетической организации № "Губалак"

Выпускная квалификационная работа выполнена в объеме 79 стр. расчет повеннительной записки и 4 листов графической части в соответствии с полученным заданием и требованием ПУЭ, ПТЭ, ЕСКД и других руководящих указаний.

В выпускной работе имеются следующие разделы:

Введение, Общая часть, Техническая часть
Экономическая часть, Экологическая часть
Заключение, Литература

При выполнении выпускной работы:

Выпускник в ВКР более подробно
рассмотрел и решил вопросы Повышение
эффективности энергетической организации №, Губалак
в такие предлагаются разделы
тема - Экологический мониторинг №.

Заключение: Выпускную работу Рузметова
Арзбека Загалбаевича, выполнил на
хорошо" и считаю, что он достиг
всех целей и задач, поставленных
на направлении 5520300, Гидроэнергетика"

Число 16 июня 2014 год

Руководитель ВКР:

доц. Ноширов







ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
Глава 1. Общая часть.	
1.1. Природные условия	6
1.2. Характеристика климатических условий.....	8
1.3. Краткая геологическая характеристика бассейна р. Кашкадарьи.....	8
Глава 2. Техническая часть	
2.1. Выбор числа агрегатов.....	14
2.2. Выбор типа насоса. Определение основных параметров и размеров насоса, построение характеристики насоса и его схема	19
2.3. Расчёт всасывающей линии насоса.....	24
2.4. Аванкамера	25
2.5. Определение высоты всасывания насоса	25
2.6. Гидравлический расчет подводящего канала.....	27
2.7. Выбор типа, схемы и размеров электродвигателя.....	30
2.8. Напорный трубопровод	31
2.9. Определение потерь напора и манометрического напора насосной станции	37
2.10. Рекомендации по эксплуатации насосной станции	39
Глава 3. Электрическая часть.....	46
Глава 4. Техничко-экономические расчеты	
4.1 Водно-энергетический расчет.....	53
4.2 Определение технико-экономических показателей.. насосной станции	54
Глава 5. Охрана окружающей среды	63
Глава 6. Безопасность жизнедеятельности	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.	79







Введение

В настоящее время в нашей Республике важной задачей является рациональное использование земельных и водных ресурсов. Особо актуальна эта проблема в аграрном секторе. Правительством РУз принята Государственная программа мелиоративного улучшения орошаемых земель, где приоритетом комплексного решения мелиоративных задач указано ресурсосбережение, повышение эффективности.

В областных Управлениях насосных станций энергетики и связи системы Министерства сельского и водного хозяйства РУз эксплуатируется более 1600 насосных станций. Поэтому вопросы энергосбережения, энергоэффективности эксплуатации насосных станций и установок имеют важное значение и должны носить приоритетный характер.

На долю насосных станций приходится значительная часть потребляемой электроэнергии, выделяемой на нужды сельского хозяйства.

Анализ фактической эксплуатации насосных станций, показывает, что потери электроэнергии на насосных станциях, составляют 38 % от потребляемой электроэнергии на водоподъём, в подстанциях и линиях передач – 6 %, напорных трубопроводах – 42 %, насосах – 38 %, электродвигателях – 12 % и во вспомогательном оборудовании – 2 % соответственно.

Целью настоящей выпускной квалификационной работы является разработка мероприятий по повышению эффективности НС Гувалак для обеспечения гарантированной подачи воды и для предотвращения различных отрицательных социально-экономических и экологических последствий, создание долговременных устойчивых условий развития орошаемого земледелия за счет инвестиционных средств (кредит КНР).

Основным мероприятием по повышению эффективности эксплуатации насосной станции является их реконструкция, модернизация и рациональный режим эксплуатации.



Глава I. Общая часть

1. 1. Природные условия

Насосная станция «Гувалак» расположена в Касанском районе Кашкадарьинской области в 34 км от города Карши.

Долина **р. Кашкадарьи** ($L=310$ км, $F=8780$ км²) вытянута в широтном направлении - с востока на запад, ограничивается отрогами Гиссарского хребта: с северо-востока и севера хребтами Чакылкалян и Каратепе; с востока-Сумсар-Шир-дакской горной цепью с отметками, редко превышающими 2500 м; с юга Яккабагским хребтом - с высотами более 3000 м (рис. 3). Своих вод р. Кашкадарья до р. Амударьи не доносит.

Площадь водосбора до плотины Чимкурганского водохранилища составляет 5560 км², длина реки, соответственно, 140 км.

Водосборы рек в бассейне Кашкадарьи отличаются незначительной высотой: средняя взвешенная высота водосбора р. Кашкадарьи (выше кишл. Варганза) - 1823 м.

По выходе из горной области до названного водохранилища р.Кашкадарья принимает слева ряд притоков, реки - Джиндыдарья, Аксу (Акдарья), Танхиздарья с Яккабагдарьей, Гузардарья.

Река Яккабагдарья при выходе из гор делится на два рукава - Карабаг и Кызылсу, последняя впадает в р.Танхиздарью и затем в р. Кашкадарью. В низовьях Карабаг представляет собой ирригационный канал среднего размера.

Река Гузардарья впадает в р. Кашкадарью непосредственно перед Каршинским оазисом.

Правобережные притоки р. Кашкадарьи, стекающие с южного невысокого хребта Каратепе, в основном, не доносят до нее своих вод. Их около 18, наиболее крупные из них образуют четыре системы: (с востока на запад) Шурабсая ($F=49.4$ км²), Макрида ($F=47.5$ км²), Аякчи ($F=125$ км²) и Калкамы ($F=350$ км²).



Климатические характеристики в бассейне р. Кашкадарьи приведены по метеостанциям Дехканабад (Н=874 м), Шахриябз (Н=882 м), Ледник Северцева (Н=2780 м).

Для названной территории характерны умеренно-холодная зима и жаркое лето. Среднегодовые температуры воздуха изменяются от 2.9°C (мтс Ледник Северцева) до 14.9°C (мтс Шахриябз и Дехканабад) - 15.7°C (мтс Денау). Для всей территории наиболее холодным месяцем является январь со среднемесячными температурами воздуха от минус 7.9°C (мтс Ледник Северцева) до 1.6°C (мтс Шахриябз) и 2.0°C (мтс Дехканабад), наиболее жарким – июль, соответственно, 14.0, 26.4 и 26.6°C. Абсолютные минимумы достигают минус 27.2°C (мтс Дехканабад), абсолютные максимумы – 44.3°C (мтс Шахриябз) и 44.0°C (мтс Дехканабад, Денау).

Бассейн р. Кашкадарьи в верхнем течении более увлажнен, относительно бассейна р. Сурхандарьи. В течение года по всей рассматриваемой территории преобладают жидкие осадки. По мере продвижения из долинных районов в высокогорные, количество выпавших осадков возрастает, особенно в летние месяцы. Годовая сумма осадков составляет 334 мм (мтс Дехканабад), 265 мм (мтс Шурчи). Наибольшее количество осадков приходится на март-апрель, наименьшее – на июль - сентябрь. Весной и осенью часты ливни.

Абсолютная влажность воздуха наибольших значений достигает в весенние и летние месяцы от 8.59 мб - 10.3 мб (мтс Дехканабад) до 6.9 - 7.85 мб (мтс Ледник Северцева), при среднегодовых значениях: от 7.22 мб (мтс Дехканабад) до 4.55 мб (мтс Ледник Северцева).

В предгорьях и горной частях бассейнов преобладает горно-долинная циркуляция воздуха.

В бассейне р. Кашкадарьи характерны ветры восточных направлений: летом – северо-восточного, зимой – восточного и юго-восточного. Среднегодовая скорость ветра составляет – 2.5 м/с с порывами до 27 - 30 м/с.



1.2. Характеристика климатических условий

Площадь бассейна р. Кашкадарьи составляет 28,6 тыс.км². Западную часть бассейна занимают обширные пустынные пространства (в основном пески Сундукли), восточную – предгорья и горы. В северо-восточной части бассейн ограничен Зерафшанским хребтом. На востоке и юго-востоке бассейна расположены отроги Гиссарского хребта-Байсунтау и Кугинтау. Горные образования огромным амфитеатром обрамляют бассейн р.Кашкадарьи и служат водосборами рек.

Регулярные метеорологические наблюдения в долине Кашкадарьи ведутся с 1927 г.. Сочетание обширных равнинных пространств и горных массивов определяет существенные различия в климате отдельных регионов бассейна р.Кашкадарья. С запада и северо-Запада территория открыта для холодных масс воздуха. Среднегодовая температура в равнинной части составляет от +15 до -17⁰. По мере повышения рельефа она понижается на высоте 1000 м до 13⁰, на высоте 2000 м – до 9-10⁰.

Для равнинных частей характерно сухое жаркое и холодная зима. Число дней со снегом обычно не превышает 10-20 дней.Случаются бесснежные зимы. Часто оттепели чередуются с морозами. Активная вегетация травяного покрова начинается в первых числах февраля.. В марте наблюдается максимальное увлажнение почвенного покрова атмосферными осадками, а уже в мае наступает засуха.

Количество осадков резко колеблется: от менее чем половинной среднемноголетней нормы до превышающей ее вдвое. Осадки выпадают в основном осенью, зимой и весной. В конце мая обычно появляются суховеи, которые продолжаются вплоть до сентября. Это приводит к сильному иссушению растений даже на хорошо увлажненных почвах.

1.3. Краткая геологическая характеристика бассейна р. Кашкадарьи

Рассматриваемая территория принадлежит юго-западным отрогам Гиссарского хребта.



Рельеф района характеризуется параллельно расположенными горными грядами, постепенно снижающимися в юго-западном направлении и отделенными друг от друга широкими понижениями. Горные гряды в центральной части района характеризуются отметками от 2500 до 1000 м. Самые высокие, но небольшие по протяженности хребты расположены в междуречье Урядарьи и Кичик Урядарьи. К ним относятся горы Кара-Сырт и Кантау. Склоны гор (чаще всего бронированные) имеют форму куэст, расположенных кулисообразно. Они изрезаны густой сетью постоянно и временно действующих водотоков. Долины постоянно действующих водотоков врезаются обычно на глубину 300 м и более. Глубина расчленения временно действующими водотоками не превышает 50 м.

Долины рек и саев имеют V-образную форму. Склоны их пологие (15-20⁰), большей частью задернованные. В высокогорных участках они узкие, каньонообразные, с крутыми скалистыми склонами и невыработанным ступенчатым тальвегом. Водоразделы имеют вид скалистых гребней. Долины рек имеют, в основном, четыре надпойменные террасы, за исключением высокогорной части, где насчитывается до семи террасовых поверхностей. Морфологически террасы выражены в виде ровных прерывистых узких полос шириной от нескольких десятков метров до 1 км и реже более, возвышающихся уступами. Высота террас постепенно повышается от устья к истокам.

Геологическое строение района сложное, в нем принимают участие изверженные и осадочные породы палеозоя и морские, лагунные и континентальные осадки мезо-кайнозоя. Четвертичные отложения перекрывают склоны гор, выполняют речные долины и межгорные впадины. Они представлены делювиальными, пролювиальными и аллювиальными образованиями.

Делювиальные отложения развиты на склонах гор и предгорий. Они представлены суглинками с прослоями и линзами щебня и гравия.



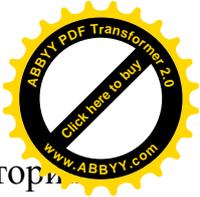
Проллювиальные отложения получили наиболее широкое распространение, ими сложены предгорные волнистые равнины и водораздельные поверхности. Они встречаются также в долинах временных водотоков, где залегают на размытой поверхности лессовых пород. Они представлены толщей переслаивающихся суглинков и супесей с прослоями и линзами глины, песка, гравия и гальки.

Проллювиально-аллювиальные накопления встречаются в пределах покатых равнин конусов выноса и в долинах временно действующих потоков. Покатые равнины конусов выноса сложены в верхней части разреза суглинками, супесями и песками, залегающими на галечниках. В долинах временных потоков они отличаются разнообразием литологического состава от грубообломочных, плохо отсортированных в верховьях до тонкозернистых суглинистых осадков в устьевых частях.

Аллювиальные отложения слагают отложения речных долин. В строении первых трех террас принимают участие галечники, пески, супеси и суглинки, общая мощность которых изменяется от 5 до 25м, иногда – более. Древние террасы, начиная с четвертой, сложены в основном конгломератами, которые сохранились в виде отдельных фрагментов на склонах речных долин.

Неогеновые отложения представлены переслаиванием буровато-красных глин, конгломератов, гравелитов, песчаников, алевролитов, залегающим с резким угловым несогласием на различных горизонтах нижележащих отложений вплоть до бухарских слоев палеоцена. Общая мощность отложений неогена достигает 1300м. Осадки неогена выполняют ядра Дехканабадской и Аккульской синклиналей.

Палеогеновые отложения представлены морскими и континентальными осадками, состоящими из толщи переслаивающихся зеленых, желтовато-серых и красноцветных глин. Общая мощность отложений составляет 1500-1700м.



Отложения мелового возраста получили на рассматриваемой территории широкое распространение.

Отложения сеноманского яруса представлены песчаниками, известняками, темно-зелеными глинами, алевролитами и аргиллитами. В кровле этих отложений залегает пачка песчаных известняков мощностью от 14 до 40 м. Выше, со следами небольшого размыва залегают морские терригенно-карбонатные и лагунные гипсоносные образования туронского яруса, представленные зеленовато-серыми, темно-зелеными, красновато-бурыми, фиолетовыми глинами с прослоями серых мергелей и мелкозернистых песчаников. Сенонский надъярус и датский ярус представлены серыми тонкослоистыми глинами и желтовато-серыми песчаниками. В кровле датского яруса находится 30-ти метровая толща гипсов. Наибольшая мощность отложений верхнего мела – 2100 м.

Нижнемеловые отложения распространены так же широко. Отложения альбского яруса представлены морскими и терригенными осадками. Это песчаники с линзами и прослоями конгломератов и серые, красные, тонкослоистые глины. Мощность их достигает 430м. Барем-аптские образования представлены чередующимися пестроцветными аргиллитами, песчаниками с прослоями гипса и мергеля общей мощностью 220м. Валанжин и готеривский ярусы представлены красноцветными породами континентального происхождения с редкими линзами лагунных осадков. В основании разреза находятся кирпично-красные глины, согласно залегающие на соляно-гипсоносной толще верхней юры. Стратиграфически выше преобладают бордово-красные алевролиты и песчаники. Общая мощность валанжин-готеривских отложений достигает 460 м.

На рассматриваемой территории довольно широко развиты отложения юры. Выделяются два отдела – верхний и средний.

Верхний отдел представлен отложениями келловейского, оксфордского, кимиридского и титонского ярусов. В основании толщи находятся серые и зеленовато-серые мергелистые глины, которые согласно перекрываются



доломитизированными известняками. Выше по разрезу лежат осадки кимиридж-титонского ярусов. Общая мощность верхней юры достигает 1000 м. Отложения средней юры (ааленский, байосский и батский ярусы) состоят из серых песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослоями угля и угленосных сланцев. Общая мощность их достигает 300м. Нижнеюрские отложения отсутствуют.

Палеозойские образования обнажаются на дневной поверхности в высокогорной части района и Кугитангских горах. Самыми древними отложениями являются породы метаморфического комплекса, условно относимые к верхнему силуру. В составе метаморфического комплекса встречены эпидото-кварцевые, биотитовые и хлоритовые сланцы, а так же амфиболиты, гнейсы, мраморы и известняки. Мощность отложений комплекса достигает 1500-2000 м. Несогласно на верхнесилурийских образованиях лежит осадочно-эффузивная толща кварцевых порфиров и диабазов с прослоями известняков, песчаников и конгломератов.

Отложения каменноугольной системы представлены известняками, конгломератами и эффузивами.

Верхнепалеозойские осадки характеризуются толщиной темных, почти черных алевролитовых сланцев.

Интрузивные породы представлены гранитами, дацитовыми порфиритами и диоритами.

В структурном отношении район представляет собой часть погружающегося на юго-запад сложного антиклинория юго-западных отрогов Гиссарского хребта, ограниченного с юго-востока Сурхандарьинским, а с северо-запада – Бешкентским прогибами. Этот антиклинорий осложнен линейно расположенными складками второго и более мелкого порядков. Упомянутые структуры образовались в альпийский тектонический цикл, наиболее интенсивное развитие которого пришлось на границу плиоцен-четвертичного времени. В этот период произошло поднятие горных массивов, сопровождающееся трещинами, сбросами и надвигами.



Гидрогеологические условия рассматриваемой территории весьма разнообразны. По тектоническим нарушениям горноскладчатой области осуществляется взаимосвязь между отдельными водоносными горизонтами и комплексами. Мезозойский и палеогеновые отложения сильно дислоцированы и смяты в складки, что обуславливает своеобразие гидрогеологической обстановки района. Весь район в целом сильно приподнят. Отложения юры и мела, слагающие горные гряды, содержат, как правило, безнапорные порово-трещинные воды. В синклинальных прогибах к этим же отложениям приурочены пластовые, напорные воды. Воды, циркулирующие в отложениях мела и юры, представляют собой единую гидравлическую систему. Поэтому данный район можно рассматривать как единый артезианский бассейн, осложненный относительно независимыми бассейнами второго порядка



Глава II. Техническая часть

Насосная станция «Гувалак» в Касанском районе Кашкадарьинской области была построена в 1991 году с производительностью 4,85 м³/с.

Насосная станция забирает воду из подводящего канала «Гувалак» длиной L=800м, берущего начало с Каршинского магистрального канала и подает ее по двум стальным ниткам напорных трубопроводов в напорный бассейн. В настоящее время на насосной станции установлено 5 насосных агрегатов 24НДн с синхронными электродвигателями мощностью 500кВт.

За истекшее время насосная станция претерпела сильный износ. При нормативном сроке службы насосного оборудования 16 лет, оно функционирует 21 год, что отрицательно влияет на надежность работы и технические показатели насосных агрегатов и всего вспомогательного оборудования. Наблюдаются частые отказы в работе насосного и электротехнического оборудования.

Фактическая производительность насосной станции—3,5 м³/с, высота подъема воды – 25м. Из-за недодачи воды в настоящее время орошается всего 3400 га земли.

2.1. Выбор числа агрегатов.

Выбор и основные параметры технологического оборудования производятся согласно основных показателей водоподачи насосной станции в оросительную систему и гидравлических расчетов.

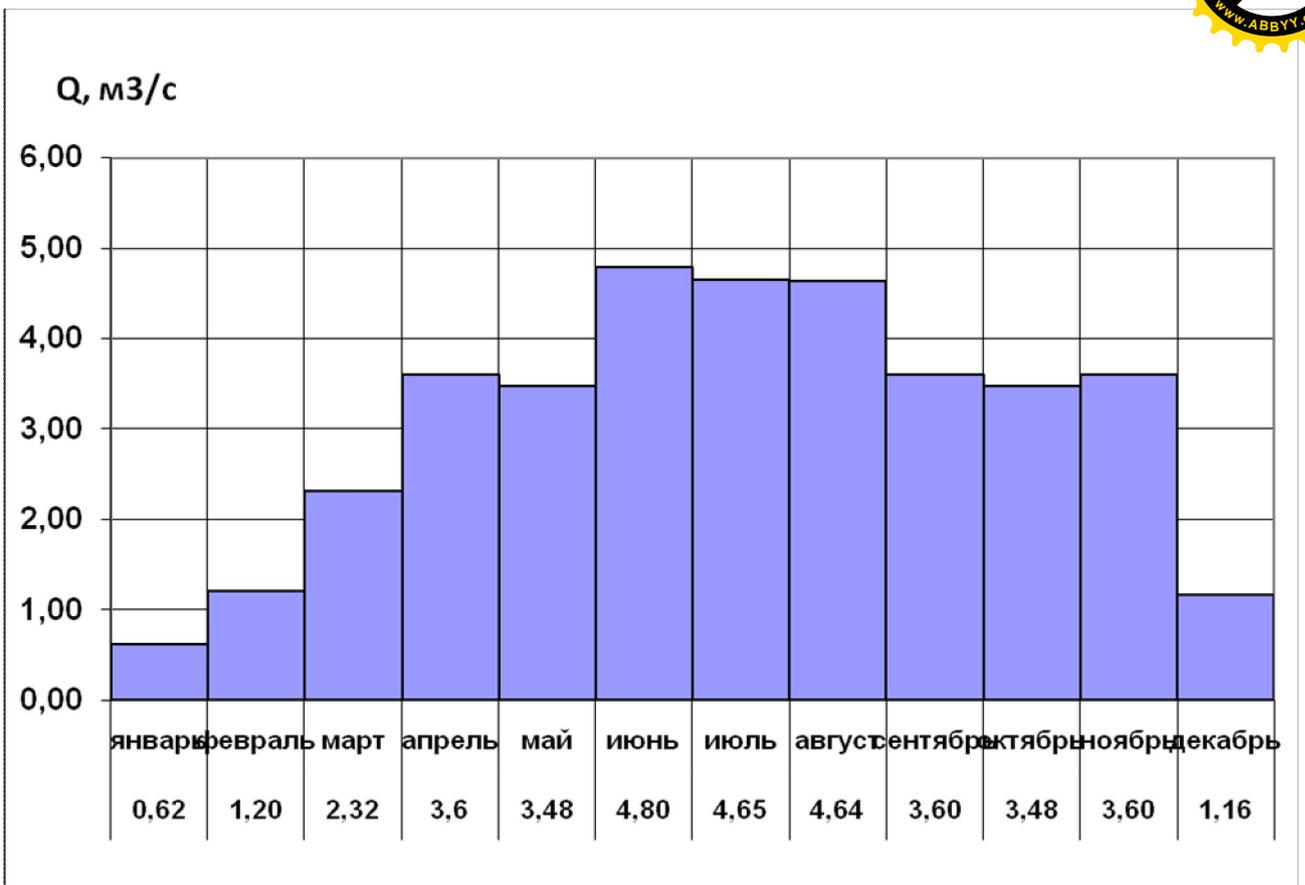


Рис.1. График водопотребления

Количество рабочих агрегатов выбирается из условия наилучшего покрытия расходов графика водопотребления работающими насосами. Выбор числа агрегатов производится с учетом следующих основных требований:

1. Из условия полного покрытия графика водопотребления суммарной производительности рабочих насосов.
2. Работа каждого насоса с оптимальным КПД при расчетной подаче.
3. Удобство эксплуатации. Для этого насосы выбираются одного типа и с одинаковыми параметрами, что облегчает их обслуживание, эксплуатацию и ремонт, обеспечение запасными частями, а также каждый агрегат может быть взаимозаменен на случай не предвиденного ремонта и т.п.



4. Возможность регулирования подачи насосов в пределах кривых, указанных на напорной характеристике насосов заводами изготовителями.

При определении числа насосов перестраивают график водоподдачи располагая расходы по убывающим ступеням. По характерным ступеням графика повторяемости расходов определяем число рабочих насосов. Исходя из условий минимального перекрытия графика водопотребления выбираем количество агрегатов равное $n=4$.

Расход одного насоса определяется из условия подачи максимального расхода насосной станции общим числом рабочих насосов

$$Q_n = \frac{Q_{max}}{n} \text{ м}^3/\text{с}$$

Где Q_{max} – максимальный расход воды машинного орошения

$$Q_{max} = 4,80 \text{ м}^3/\text{с}$$

n – количество рабочих агрегатов

$$Q_n = \frac{4,80}{4} = 1,20 \text{ м}^3/\text{с}$$

На случай аварии или ремонта основного насоса на насосной станции устанавливаются резервные агрегаты. Резервный агрегат является запасным и может быть включен при необходимости подачи сформированного расхода. При числе рабочих агрегатов в количестве до 9 шт. принимаем один резервный агрегат. Общее число агрегатов на насосной станции равно $(n+1)=5$.

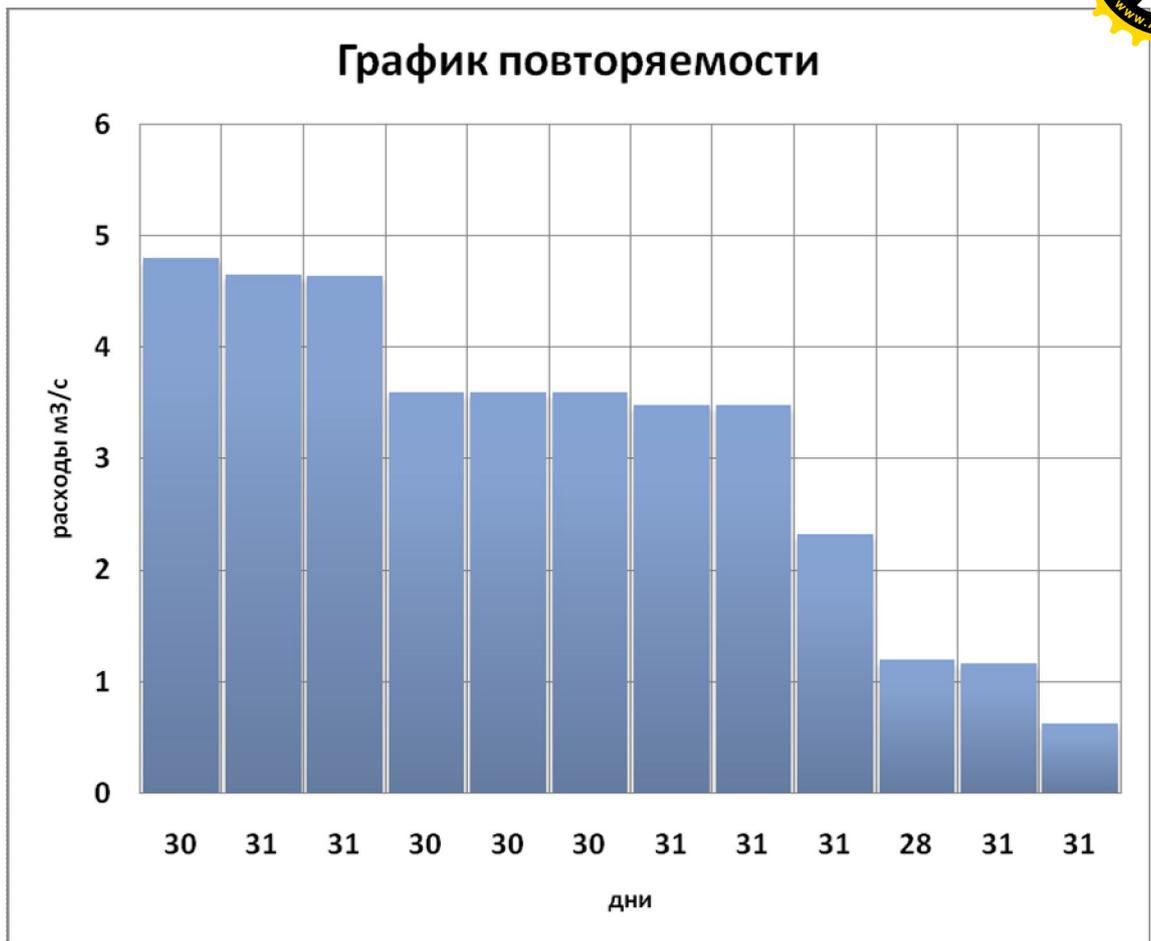


Рис. 2. График повторяемости расходов

Надежность насосных станций.

Насосные станции с определенной вероятностью не должны допускать перерывов в подаче воды, либо эти перерывы должны быть не более 1-2 суток. Отказ насосных станций могут причинять большие материальные и финансовые потери, поскольку насосные станции являются частью системы подачи воды.

Основное оборудование насосных станций может быть разделено на технологическую (механическую) и электрическую часть. В технологическую часть входят: насосы, трубопроводы внутри насосной станции, задвижки, обратные клапаны; в электрическую: электродвигатель насосов, пусковые и распределительные устройства, элементы автоматики и



трансформаторы. Соответственно и отказы могут делиться на отказы механической части и отказы электрической части.

Следует отметить, что отказы электрической части наблюдаются практически в 10 раз реже, чем отказы механической части.

Продолжительность наработки насосов на отказ в значительной мере определяется износом вращающихся частей, вибрацией, разбалансированной и коррозией.

Наиболее характерной причиной отказов является износ подшипников. В электрической части причинами отказов могут быть пробой изоляции ротора или статора, повреждение лабиринтных уплотнений.

Наработка на отказ насосов производства стран СНГ чаще всего составляет:

- у горизонтальных насосов от 4000-5000 часов;
- у погружных 6000-8000 часов.

Насосы зарубежного производства имеют наработку обычно в пределах 10-12 тыс. часов. Насосная станция является обычным техническим объектом и расчет ее параметров надежности проверяется по стандартной методике.

Относительно трудным этапом здесь является составление структурно логической схемы. Необходимо включить в нее все элементы, оказывающие существенное влияние на надежность.

Количество рабочих агрегатов одной группы для насосной станции 1-ой категории должно быть не менее двух.

Поддержание работоспособности насосных агрегатов обеспечивается проведением планово-предупредительных и капитальных ремонтов. Текущие ремонты проводятся по мере необходимости, но не реже одного раза в 3 месяца. В таком случае наработка насоса может составлять до 2160 часов. Капитальный ремонт насосов производится не более, чем через 8-10 тысяч часов наработки.

После текущего и капитального ремонта, насос условно считается по параметрам надежности равноценным новому насосу.



Таблица - 1. Резервирование агрегатов насосных станций

Количество рабочих агрегатов одной группы	Количество резервных агрегатов в насосных станциях для категорий		
	I	II	III
От 6	2	1	1
От 6 до 9	2	1	-
Более 9	2	2	-

Насосные станции по надежности водоподачи подразделяются на три категории.

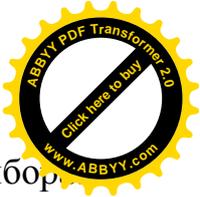
К I категории относятся насосные станции остановка которых могут повлечь за собой опасность для жизни людей или значительный ущерб народному хозяйству, насосные станции подающие воду на орошение сельскохозяйственных культур не допускающие перерыва в орошении более 1 суток.

Ко II-ой категории относятся насосные станции подающие воду на орошение сельскохозяйственных культур не допускающим перерыва в оросительной период более 2-х суток.

К III-ей категории относятся насосные станции, остановка которых возможна на период более 1 суток.

2.2 .Выбор типа насоса. Определение основных параметров и размеров насоса, построение характеристики насоса и его схемы.

Основными параметрами, характеризующими работу насоса является: подача, напор, мощность на валу насоса, КПД, частота вращения вала и допустимый кавитационный запас. Тип и размер насоса предварительно выбирают по требуемой подаче и напора на графике сводных полей Q-H, а



затем по графической характеристике насоса уточняют правильность выбора.

При выборе насоса должны быть удовлетворены следующие требования:

- подавать требуемый расход Q_H и иметь необходимый напор H_M ;
- иметь высокий КПД;
- обладать хорошими кавитационными требованиями;
- насосы должны быть серийного изготовления;
- все насосы должны быть одинаковыми по мере возможности (для удобства эксплуатации).

На сводном графике откладываются значения расхода насоса Q_H и манометрического напора H_M .

Предварительная манометрическая высота подъема равна:

$$H_M = H_\Gamma + \sum \Delta h,$$

где $\sum \Delta h$ – предварительные потери напора в насосной станции, принимаемее равными $(1-10)\% \cdot H_\Gamma$.

$$H_M = H_\Gamma + \sum \Delta h = 25 + 0,10 \cdot 25 = 27,5 \text{ м}$$

Полученная точка пересечения ($Q_H = 1,20 \text{ м}^3/\text{с} = 4320 \text{ м}^3/\text{ч}$ и $H_M = 27,5$) указывает на марку насоса Д6300-27-3 и число оборотов $n = 750$ об/мин.

По марке насоса, определенного из каталога насосного оборудования ОАО «Группа ГМС» Российского производства, находим рабочую характеристику насоса, схему насоса с размерами, диаметры входного и напорного патрубков и вес насоса.

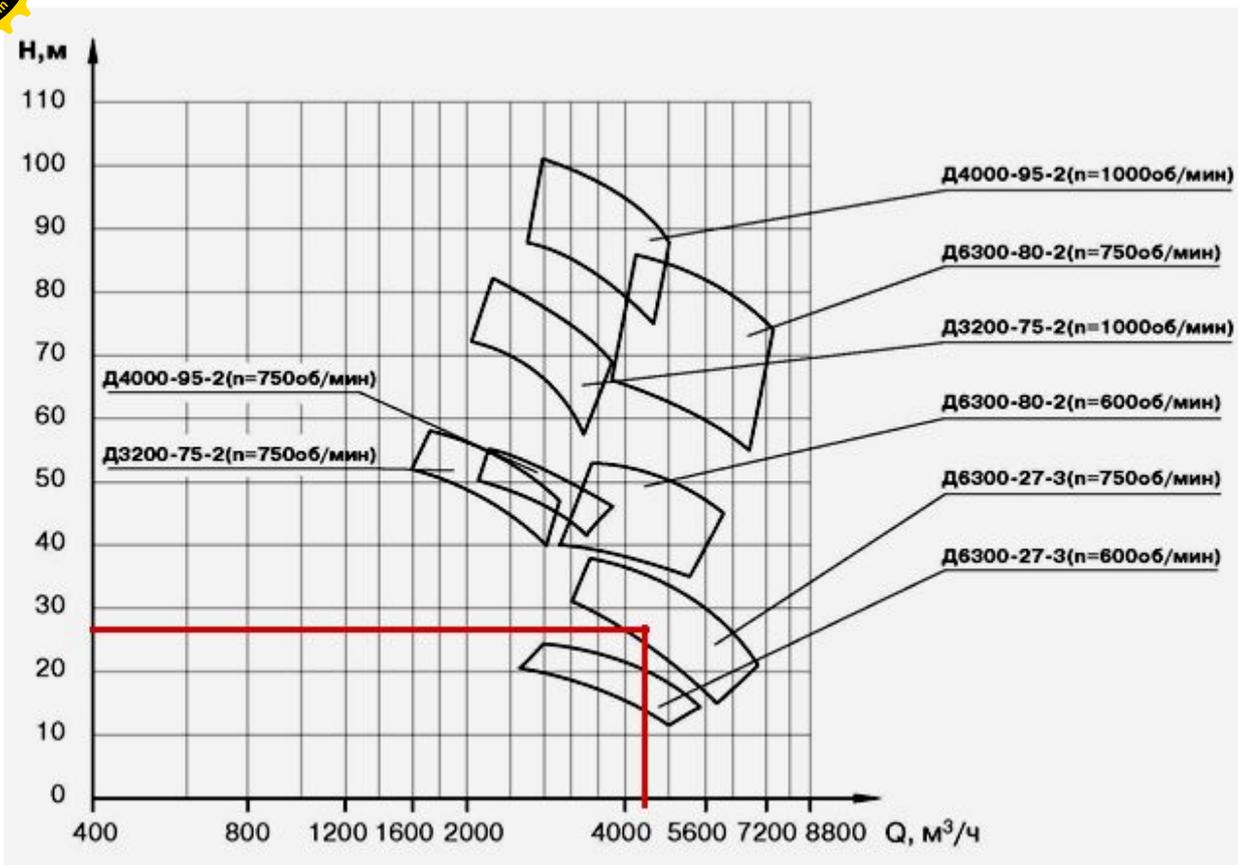


Рис.3. Сводные поля насосов типа Д

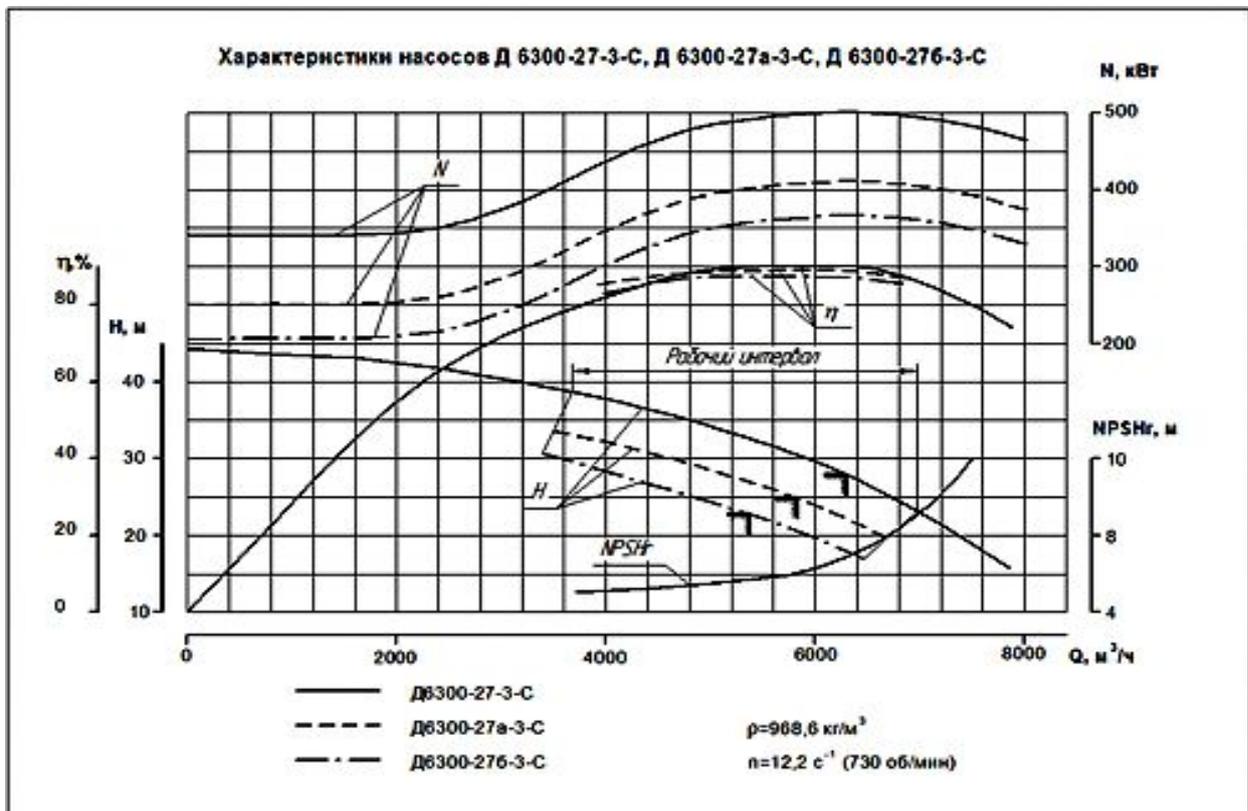


Рис.4. Характеристика насоса Д6300-27-3



Параметры насоса

Подача, м ³ /час	6300
Напор, м	27
Частота вращения, об/мин (синхр.)	750
Мощность двигателя, кВт	499
Давление на входе в насос, не более кгс/см ²	2
Температура перекачиваемой среды не более, °С	85
Допуст. кав. запас, NPSH _r , м	5
КПД, %	90
Масса насоса, кг	4600
Масса агрегата, кг	8400

НАЗНАЧЕНИЕ. Насосы типа Д и насосные агрегаты на их основе типа АД предназначены для перекачивания воды с температурой до 850С в системах водоснабжения промышленных и коммунальных объектов, мелиорации.

КОНСТРУКЦИЯ. Насосы Д - центробежные, горизонтальные, спиральные с горизонтальным разъемом корпуса, одноступенчатые с рабочим колесом двустороннего входа. Опорами ротора насоса служат подшипники качения или скольжения (в зависимости от потребляемой мощности) с пластичной или картерной смазкой. Уплотнения вала – механические с сальниковой набивкой.

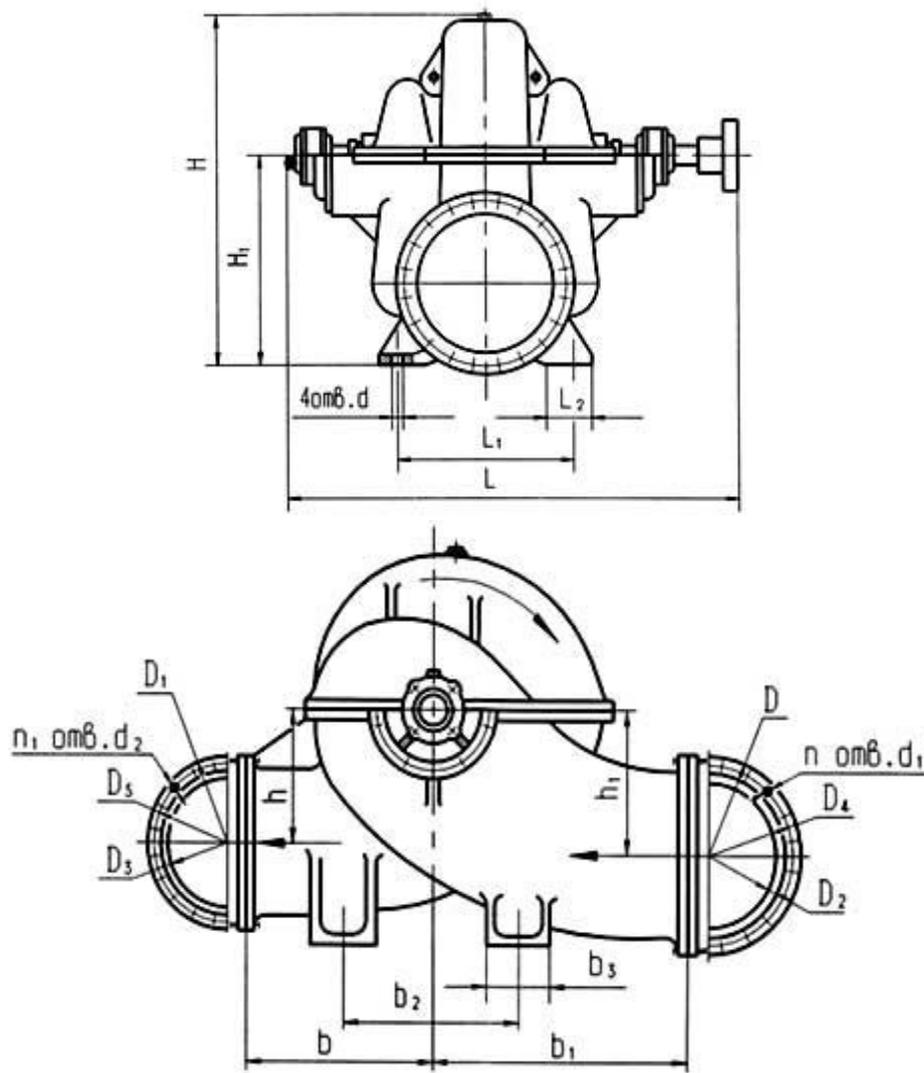


Рис. 5. Габаритные размеры насоса

h_1	L	L_1	L_2	H	H_1	h	b	b_1
690	2000	1000	250	1950	1210	660	750	1400

b_2	b_3	d	d_1	n	d_2	n_1	D	D_1
900	300	42	35	24	30	20	1020	780

D_2	D_3	D_4	D_5
800	600	950	725

2.3. Расчет всасывающей линии насоса.

Всасывающая линия насоса обеспечивает подвод воды от насосной камеры к насосу. Каждый насос имеет свою всасывающую линию, что обеспечивает независимую работу насосов.

К горизонтальным центробежным насосам типа Д вода подводится по всасывающему трубопроводу длиной 10-25 м. Материал трубопровода – сталь.

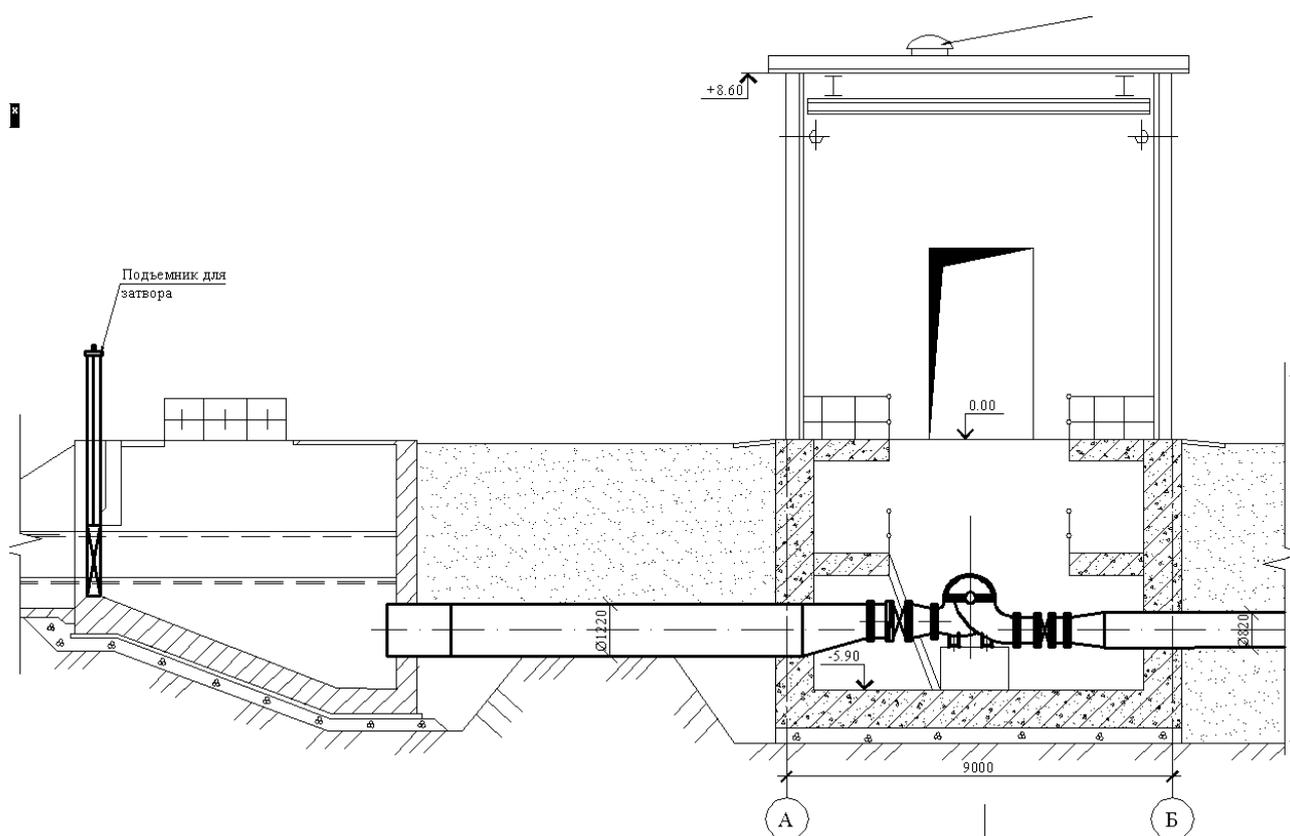


Рис. 6. Всасывающая линия насосного агрегата

Диаметр всасывающего трубопровода $D_{вс}$ определяется по допустимой скорости $V_{доп} = (1,0 - 1,75)$ м/с. Примем $V_{доп} = 1,50$ м/с, тогда

Полученный результат округляется до стандартного значения 1220 мм. Диаметр всасывающего трубопровода должен быть не менее входного патрубка насоса. Если $D_{вс}$ больше диаметра входного патрубка насоса, то перед насосом устанавливается конфузор с углом конусности $8-10^{\circ}$.

Диаметр входа во всасывающий трубопровод $D_{вх}$ определяется по допустимой скорости на вход $V_{вх} = (0,8 - 1,0)$ м/с.



2.4. Аванкамера

Подводящий канал заканчивается аванкамерой, то есть расширяется и углубляется. Аванкамера служит для сопряжения канала с насосными камерами. Аванкамера проектируется в бетонной облицовке с уклоном дна 1:5 и углом расширения в плане 45° . Длина аванкамеры определяется построением.

Каждый насос имеет свою насосную камеру. Камеры разделяются бычками толщиной 1м и длиной свободной части. Длина насосной камеры определяется размещением оборудования.

Ширина насосной камеры в плане принимается равной $3D_{вх}$.

2.5. Определение высоты всасывания насоса

Высота всасывания насоса – это расстояние по вертикали от отметки оси рабочего колеса насоса до минимального уровня нижнего бьефа. Допустимая высота всасывания насоса определяется по формуле

$$H_{вс, доп} = H_a - \Delta h - h_{пж} - \sum \Delta h_{вс}, м$$

где: H_a – давление на местности, где будет установлен насос, принимаемое в зависимости от отметок земли по таблице 8, м;

Δh – кавитационный запас насоса, м;

$h_{пж}$ – давление паров воды, принимаемое для температуры воды $16-18^{\circ}$ равным 0,2м;

$\sum \Delta h_{вс}$ – потери напора со всасывающей стороны насоса, м.

Таблица 2.

Отметки земли, м	200	300	400	500	600
H_a , м	10,1	10,0	9,8	9,7	9,6

Потери напора со всасывающей стороны насоса для всасывающей линии равны:



$$\sum \Delta h_{\text{вс}} = \Delta h_{\text{реш}} + \Delta h_{\text{вх}} + \Delta h_{\text{конф1}} + \Delta h_l, \text{ м.}$$

где: $\Delta h_{\text{реш}}$, $\Delta h_{\text{вх}}$, $\Delta h_{\text{конф1}}$ – местные потери напора соответственно на сороудерживающей решётке, на входе в трубопровод (трубу), на конфузоре при сужении от $D_{\text{вх}}$ до $D_{\text{вс}}$, на конфузоре при сужении от $D_{\text{вс}}$ до D ;

Δh_l – потери напора по длине трубопровода.

Местные потери напора определяются по формуле

$$\Delta h_i = \xi_i \cdot \frac{V^2}{2g}$$

где: ξ_i – коэффициент местного сопротивления, принимаемый по гидравлическому справочнику в зависимости от вида местного сопротивления;

Скорость воды V за сопротивлением равна:

м/с

Для сороудерживающей решетки принимаем скорость $V_p = 1$ м/с.

Потери напора по длине всасывающего трубопровода равны:

Где: λ – коэффициент сопротивления трубопровода, принимаемый для стального трубопровода

Ниже приводятся значения коэффициентов сопротивления, принятые по Гидравлическому справочнику:

– для решётки со стержнями прямоугольной формы и толщиной стержней 1 см, угол наклона стержней $\alpha = 90^\circ$.

Фактическая высота всасывания насоса должна быть не больше допустимой – $H_{\text{вс}} \leq H_{\text{вс. доп}}$

Определяем скорость воды за сопротивлением:

м/с

Определяем местные потери напора:



Коэффициент гидравлического трения

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{0,001}{1,22}\right)^{0,25} = 0,019$$

$$\sum \Delta h_{\text{вс}} = 0,03 + 0,025 + 0,01 + 0,009 = 0,074 \text{ м}$$

$$H_{\text{вс.доп}} = H_{\text{а}} - \Delta h - h_{\text{пж}} - \sum \Delta h_{\text{вс}} = 9,89 - 7 - 0,2 - 0,074 = 2,616 \text{ м}$$

2.6. Гидравлический расчет подводящего канала

При гидравлическом расчете подводящий канал проверяется на максимальный расход $Q_{\text{нс}}$ и проверяется на пропуск форсированного расхода $Q_{\text{ф}}$.

$$Q_{\text{ф}} = 1,1 \cdot Q_{\text{нс}} \text{ (м}^3\text{/с)}$$

$$Q_{\text{ф}} = 1,1 \cdot 4,8 = 5,28 \text{ м}^3\text{/с}$$

Кроме того канал проверяется на размыв и заиливание.

Из условий и технических указаний на проектирование каналов оросительных систем по заданному грунту – тяжёлые и средние суглинки принимаем следующие величины:

$n=0,0225$ – коэффициент шероховатости

$m=1,5$ – коэффициент заложения откоса

$i=0,0002$ – уклон дна подводящего канала

Ширина канала по дну равна

$$b = Q_{\text{нс}}^{\frac{2}{3}} = 4,8^{\frac{2}{3}} = 2,84$$

Полученное значение округляем до стандартного значения

$$b = 3 \text{ м}$$

Расчет канала выполняется по ниже приведенным формулам, задаваясь значениями глубины воды в подводящем канале.

Все расчеты выполняются в табличной форме.



Таблица 3. Результаты расчета канала.

h (м)	ω (м ²)	χ (м)	R (м)	C	V (м/с)	Q (м ³ /с)
0,3	1,04	4,08	0,25	35,36	0,25	0,26
0,4	1,44	4,44	0,32	36,84	0,30	0,43
0,5	1,88	4,80	0,39	38,00	0,34	0,63
0,6	2,34	5,16	0,45	38,95	0,37	0,87
0,7	2,8	5,52	0,5	39,46	0,39	1,09
0,9	3,9	6,24	0,63	41,05	0,46	1,79
1,1	5,1	6,96	0,73	42,09	0,51	2,6
1,3	6,4	7,68	0,83	43,02	0,55	3,52
1,35	6,8	7,86	0,86	43,28	0,585	3,98
1,5	7,9	8,4	0,94	43,94	0,60	4,74
1,7	9,4	9,12	1,03	44,62	0,64	6,02
1,9	11,1	9,84	1,13	45,33	0,68	7,55
2,1	12,9	10,56	1,22	45,93	0,72	9,29

$\omega = (b + mh) \cdot h$; (м²) – площадь живого сечения

$\chi = b + 2h\sqrt{1 + m^2}$; (м) – смоченный периметр

$R = \frac{\omega}{\chi}$; (м) – гидравлический радиус

$C = \frac{1}{n} \cdot R^{\frac{1}{6}}$ – коэффициент Шези

$V = C \cdot \sqrt{R \cdot i}$; (м/с) – скорость воды в канале

$Q = V \cdot \omega$; (м³/с) – расход воды

По данным таблицы строим характеристику подводящего канала для определения глубины воды в канале на заданные расходы

$$Q_{\min} = 0,62 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{\max} = 4,80 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{\phi} = 5,28 \text{ м}^3/\text{с}$$

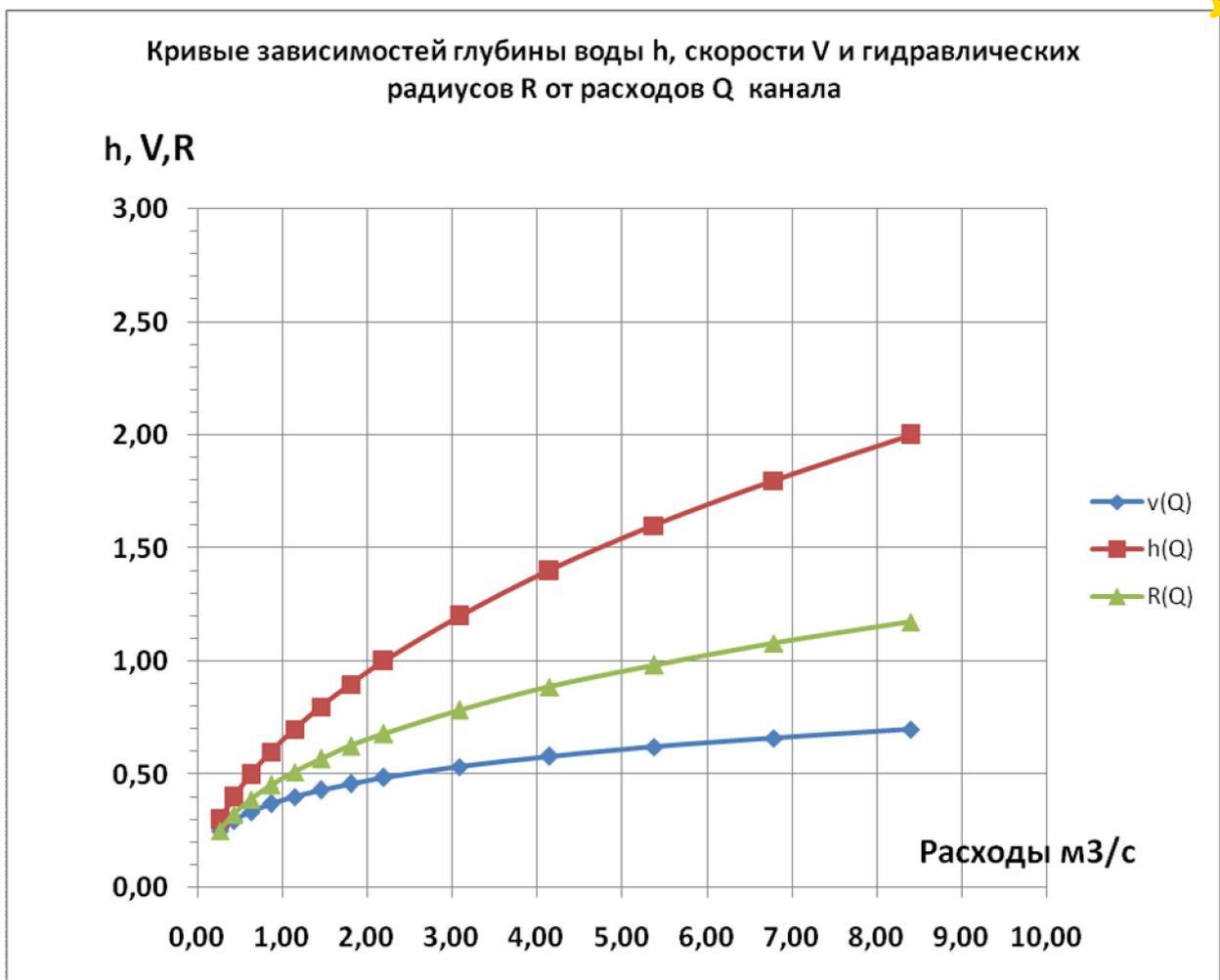
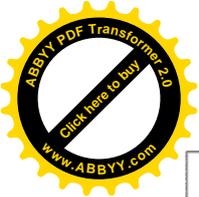


Рис.7. Рабочая характеристика подводящего канала

Проверяем канал на размыв. Допустимая на размыв скорость равна

$$V_{\text{доп}} = 0,95 \cdot V_m \cdot R_{\text{max}}^{1/3}, \quad \text{м/с}$$

Где R_{max} и V_m принимаются с графиков кривых зависимостей от расходов Q .

$$R_{\text{max}} = 0,96 \text{ м}$$

$$V_m = 0,60 \text{ м/с}$$

$V_m = 0,75$ – принимается в зависимости от грунта.

Проверяем условие на размывания

$$V_{\text{доп}} \geq V_m$$

$$0,70 > 0,60$$

Таким образом, канал **не размывается**.



Далее канал проверяем на заиливание. Скорость при которой канал V_3 будет заиляться равна

$$V_3 = 0,5 \cdot R_{\min}^{1,5}$$

Где R_{\min} и V_{\min} принимаются по соответствующим кривым

$$R_{\min} = 0,45 \text{ м}$$

$$V_{\min} = 0,37 \text{ м/с}$$

$$V_3 = 0,5 \cdot 0,45^{0,5} = 0,33 \text{ м/с}$$

Проверяем условия при которых канал не заиляется

$$V_{\min} \geq V_3$$

$$0,37 > 0,33$$

Условие выполнено канал **не заиляется**.

2.7. Выбор типа, схемы и размеров электродвигателя

Для привода насосов применяют электродвигатели. Электродвигатели – это электрические машины, преобразующие электрическую энергию в механическую энергию вращения вала.

Число оборотов двигателя должно быть:

- равно числу оборотов насоса – если двигатель синхронный;
- больше числа оборотов насоса если двигатель асинхронный.

Для насоса типа Д 6300-27-2 с мощностью насоса на валу:

$$N_B = \frac{9,81 \cdot 1,2 \cdot 27}{0,9} = 353 \text{ кВт}$$
 и числом оборотов $n = 750$ об/мин выбираем

синхронный двигатель СД-13-34-8.

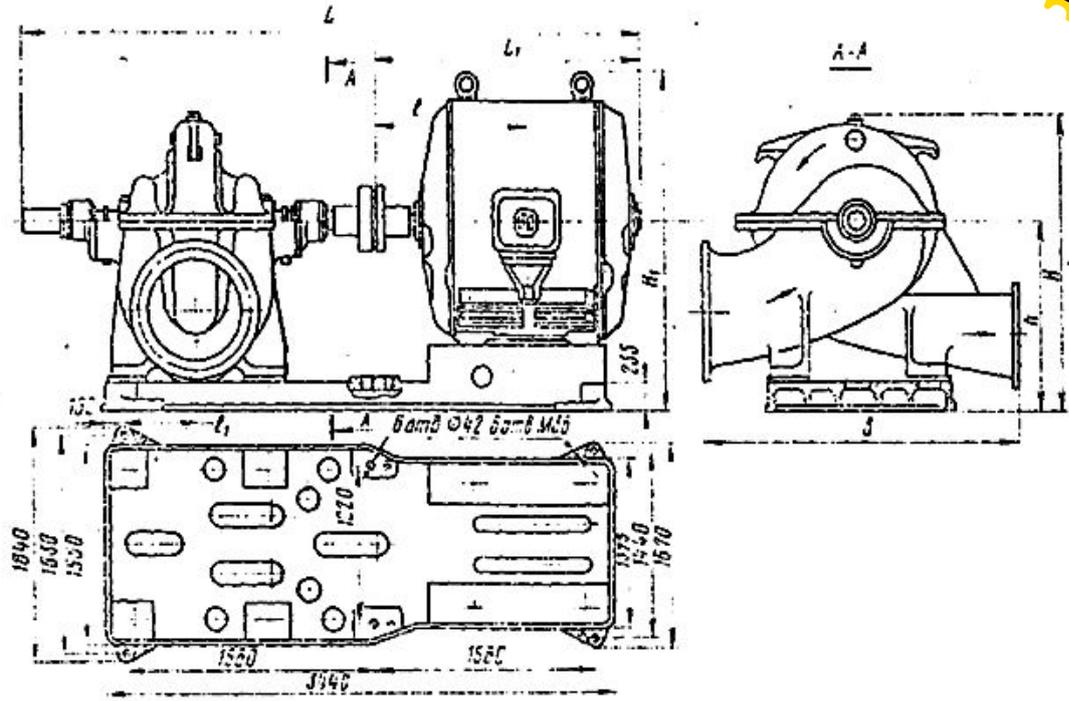


Рис. 8. Габариты центробежного насоса

Параметры выбранного двигателя:

- тип двигателя - СДН-13-34-8
- мощность - 500 кВт
- число оборотов - 750 об/мин
- напряжение - 6000 В
- общий вес - 3570 кг

Размеры

L	L ₁	t	t ₁	B	H	H ₁	h
4030	1700	775	450	2300	1838	2485	1400

2.8. Напорный трубопровод

В пределах здания насосной станции напорные трубопроводы стальные, вне здания могут быть как стальные, так и железобетонные. Стальные трубопроводы бывают открытые при $D_{тр} \geq 1,4$ м, уложенные на анкерные и промежуточные опоры, или закопанные при $D_{тр} \leq 1,4$ м на глубину



промерзания грунта 0,8-1,0 м. Железобетонные трубопроводы – закопанные на глубину промерзания грунта 0,8-1,0 м.

Стальные трубопроводы принимаются для любых напоров насосной станции.

При длине трубопровода до 300 м каждый насос имеет свою нитку напорного трубопровода и расход одной нитки равен расходу насоса.

В данном проекте напорные трубопроводы, отходящие от каждого насосного агрегата стальные засыпанные диаметром 820мм (начальный участок), на расстоянии 20м от здания насосной станции объединяются через развилки в две нитки напорных трубопроводов диаметром 1220мм. Длина каждой нитки составляет 3818 м.

Трубы Ø820 начального участка требуют полной замены. Трубы двух ниток напорного трубопровода ø1220 в начале трассы изношены. Требуется замена изношенных участков труб в начале трассы для двух ниток трубопровода общей длиной $L=1145$ п.м.

Напорный трубопровод укладывается в траншеи и засыпается грунтом не менее 80 см над верхом трубы. Для предотвращения разрыва труб от гидравлического удара при аварийной остановке насоса, на напорном трубопроводе предусмотрены обратные клапаны в количестве 3 шт., кроме того в промежутках обратными клапанами монтируются 8 клапанов впуска и заземления воздуха.

Напорный трубопровод оканчивается сифонным оголовком на водовыпускном сооружении.

По всей длине напорный трубопровод защищен усиленно-гидроизоляцией.

Учитывая длину напорного трубопровода (более 300 м), необходимо объединить несколько ниток в одну исходя их технико-экономических расчетов.

При проектировании напорного трубопровода должен быть решен основной вопрос – это выбор его экономичного диаметра.



Допустимая величина скорости движения воды в трубопроводах должна превышать 2,5-3,0 м/с. Большие скорости воды приводят к большим потерям напора и резким изменениям давления при гидравлических ударах в трубопроводах. С другой стороны слишком малые скорости требуют больших диаметров трубопровода, что увеличивает его стоимость.

Выбор экономичного диаметра напорного трубопровода сводится к рассмотрению нескольких вариантов трубопроводов с различными диаметрами и отысканию минимума приведённых затрат из рассмотренных вариантов. Приведённые затраты отражают сумму капитальных затрат и ежегодных эксплуатационных расходов за нормативный срок окупаемости:

$$K_{пз} = K + Э_3 \cdot T_n$$

где : $K_{пз}$ - приведенные затраты;

K - капитальные затраты, в данном случае стоимость 1 пог.м. трубопровода;

T_n - нормативный срок окупаемости капитальных затрат в годах, принимаемый 8-10 лет;

$Э_3$ - сумма ежегодных эксплуатационных затрат по трубопроводу.

Расчет ведется в таблице на 1 погонный метр длины трубопровода в условных ценах.

Где: $D = 0,85 \cdot (Q_{тр})^{0,5}$ - предварительный диаметр

Рассчитаем экономический диаметр напорного трубопровода :

$$Q_{тр} = 2,4 \text{ м}^3/\text{с}$$

Следовательно, предварительный диаметр

$$D_{пр} = 0,85 \cdot (1,20)^{0,5} = 1,32 \text{ м}$$

Назначается несколько вариантов напорного трубопровода с различными диаметрами больше или меньше значения предварительного диаметра 1,32 м.

Расчет в таблице ведется по формулам.

$$V = 4 \cdot Q_{тр} / (\pi \cdot D^2) - \text{ скорость воды в напорном трубопроводе.}$$



K – стоимость 1 пог.м. уложенного трубопровода для стальных тру
берется из методических указаний /15/.

Потери напора в трубопроводе на длину 1м.

$$\Delta h = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2g}$$

Где: λ – коэффициент сопротивления

$$\lambda \approx 0,11 \cdot \left(\frac{K_3}{D_i} \right)^{0,25}$$

K_3 – эквивалентная равномернoзернистая абсолютная шероховатость для стальных сварных труб

$$K_3 = 0,03 \div 0,1 \text{ мм}$$

$\Delta \mathcal{E}$ - количество теряемой за год электроэнергии на преодоление сопротивлений

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{9,81 \cdot Q \cdot \Delta h \cdot T_{\text{cp}}}{\eta}$$

T_{cp} - средневзвешенное время работы станции за год, в часах

$$T_{\text{cp}} = \frac{(Q_1 \cdot t_1 + Q_2 \cdot t_2 + \dots + Q_i \cdot t_i) \cdot 24}{Q_{\text{max}}}$$

Где значения расхода Q_i и количество дней берется с графика водопотребления.

η – КПД насосной станции

$$\eta = \eta_n \cdot \eta_{\text{дв}} \cdot \eta_c$$

где $\eta_n = 0,88$ $\eta_{\text{дв}} = 0,96$ $\eta_c = 0,98$

η_c – КПД электрической сети

$A = 0,01 \cdot \Delta \mathcal{E}$ – стоимость теряемой электроэнергии;

$B = 0,03 \cdot K$ – отчисления на восстановление трубопровода;

$V = 0,017 \cdot K$ – отчисления на ремонт трубопровода;

$\Sigma \mathcal{E}_3 = A+B+V$ – суммарные ежегодные эксплуатационные затраты;

$K_{\text{пз}} = K + \Sigma \mathcal{E}_3 \cdot T_n$ – приведённые затраты.



Таблица 4. Определение экономического диаметра трубопровода.

Диаметр трубопровода	Скорость воды в напорном трубопроводе	Стоимость 1 пог.м. уложенного трубопровода	Потери напора в трубопроводе на длине 1 м.	Количество теряемой за год энергии на преодоление сопротивлений	Стоимость теряемой электроэнергии	Отчисления на восстановления трубопровода	Отчисления на ремонт трубопровода	Суммарные ежегодные эксплуатационные затраты	Приведенные затраты
$D_{тр}$	V	K	Δh	$\Delta \mathcal{E}$	A	Б	В	$\Sigma \mathcal{E}_3$	$K_{п.з.}$
0,7	6,24	42	0,0252	6504,1	65,04	1,26	0,714	67,014942	712,15
0,75	5,44	45	0,0176	4527,7	45,28	1,35	0,765	47,392235	518,92
0,8	4,78	49,5	0,0125	3226,5	32,26	1,485	0,8415	34,591309	395,41
0,85	4,23	53,5	0,0091	2346,9	23,47	1,605	0,9095	25,98391	313,34
0,9	3,77	57,5	0,0067	1738,5	17,39	1,725	0,9775	20,087647	258,38
0,95	3,39	61,5	0,0051	1308,9	13,09	1,845	1,0455	15,979384	221,29
1	3,06	66	0,0039	999,9	10,00	1,98	1,122	13,100884	197,01
1,05	2,77	70	0,0030	773,9	7,74	2,1	1,19	11,029407	180,29
1,1	2,53	74,5	0,0024	606,2	6,06	2,235	1,2665	9,5638351	170,14
1,15	2,31	79,5	0,0019	480,1	4,80	2,385	1,3515	8,5370155	164,87
1,2	2,12	83,5	0,0015	383,9	3,84	2,505	1,4195	7,7637818	161,14
1,25	1,96	88,5	0,0012	309,9	3,10	2,655	1,5045	7,2581603	161,08
1,3	1,81	93,5	0,0010	252,2	2,52	2,805	1,5895	6,9165224	162,67
1,35	1,68	99,5	0,0008	206,9	2,07	2,985	1,6915	6,7452083	166,95
1,4	1,56	105,5	0,0007	170,9	1,71	3,165	1,7935	6,6676467	172,18
1,45	1,45	111,5	0,0006	142,2	1,42	3,345	1,8955	6,6620742	178,12
1,5	1,36	117,5	0,0005	119,0	1,19	3,525	1,9975	6,7122958	184,62

Из таблицы определения экономического диаметра трубопровода видно, что минимальные приведенные затраты соответствуют



экономическому диаметру 1,25 м. Поэтому имеющийся напорный трубопровод диаметром $\varnothing 1220$ можно считать выбранным правильно.

Так как объединение ниток напорного трубопровода производится на некотором расстоянии от насосов, то необходимо выбрать экономический диаметр напорного трубопровода на начальном участке с расходом трубы $Q_{тр} = 1,2 \text{ м}^3/\text{с}$. Расчет экономического диаметра выполняется аналогичным методом.

$$Q_{тр} = 1,20 \text{ м}^3/\text{с}$$

Следовательно, предварительный диаметр

$$D_{пр} = 0,85 \cdot (1,20)^{0,5} = 0,93 \text{ м}$$

Таблица 5 . Определение экономического диаметра трубопровода на начальном участке

Диаметр трубопровода	Скорость воды в напорном трубопроводе	Стоимость 1 пог.м. уложенного трубопровода	Потери напора в трубопроводе на длине 1 м.	Количество теряемой за год энергии на преодоление сопротивлений	Стоимость теряемой электроэнергии	Отчисления на восстановления трубопровода	Отчисления на ремонт трубопровода	Суммарные ежегодные эксплуатационные затраты	Приведенные затраты
$D_{тр}$	V	K	Δh	$\Delta \mathcal{E}$	A	Б	В	$\Sigma \mathcal{E}_3$	$K_{п.з.}$
0,5	6,11	28	0,0369	4756,3	47,56	0,84	0,476	48,87898	516,79
0,55	5,05	32	0,0224	2883,7	28,84	0,96	0,544	30,34149	335,41
0,6	4,25	35	0,0142	1826,3	18,26	1,05	0,595	19,90781	234,08
0,65	3,62	39	0,0093	1199,7	12,00	1,17	0,663	13,82983	177,30
0,7	3,12	42	0,0063	813,0	8,13	1,26	0,714	10,10412	143,04
0,75	2,72	46	0,0044	566,0	5,66	1,38	0,782	7,821654	124,22
0,8	2,39	49,5	0,0031	403,3	4,03	1,485	0,8415	6,359601	113,10
0,85	2,12	52	0,0023	293,4	2,93	1,56	0,884	5,377676	105,78
0,9	1,89	57,5	0,0017	217,3	2,17	1,725	0,9775	4,875643	106,26



0,95	1,69	61,5	0,0013	163,6	1,64	1,845	1,0455	4,52661	106,77
1	1,53	66	0,0010	125,0	1,25	1,98	1,122	4,351861	109,52
1,05	1,39	70,5	0,0008	96,7	0,97	2,115	1,1985	4,280926	113,31
1,1	1,26	74,5	0,0006	75,8	0,76	2,235	1,2665	4,259292	117,09
1,15	1,16	79,5	0,0005	60,0	0,60	2,385	1,3515	4,336564	122,87
1,2	1,06	83,5	0,0004	48,0	0,48	2,505	1,4195	4,40441	127,54
1,25	0,98	88,5	0,0003	38,7	0,39	2,655	1,5045	4,546833	133,97

Из таблицы определения экономического диаметра видно, что наиболее экономичным диаметром на начальном участке является $D_{тр} = 0,85$ м.

2.9. Определение потери напора и манометрического напора насосной станции

Потери напора в узле сооружении насосной станции состоят из потерь напора со всасывающей стороны насоса и потерь напора с напорной стороны.

$$\sum \Delta h = \sum \Delta h_{вс} + \sum \Delta h_{н} , \text{ м.}$$

Потери напора со всасывающей стороны насоса определены выше. Аналогично определяются потери напора с напорной стороны насоса для напорного трубопровода на начальном участке и основного напорного трубопровода, которые состоят из местных потерь и потерь напора по длине.

Определяем потери напора для начального участка напорного трубопровода.

Определяем скорость воды в трубопроводе:

$$\text{м/с}$$

Определяем местные потери:

$$\xi_{\text{конф}} = 0,16$$



$$\xi_{\text{зад}} = 0,07$$

Определим потери по длине. Потери напора на трение воды о стенки трубопровода зависят от его диаметра, материала, длины и расхода воды через трубопровод.

$$\sum h_{\text{тр}} = A Q^2 L$$

Где A – коэффициент удельного сопротивления трубопровода на трение потока воды о стенки. Коэффициенты A зависят от диаметров трубопроводов и степени шероховатости их стенок. Берутся по справочникам [2,6] или вычисляются по приближенным формулам

Для стальных труб

$$A = 0,00148 \left(1 + \frac{0,867}{v}\right)^{0,3} / d^{5,3} \quad \text{при } v < 1,2 \text{ м/с}$$

$$A = 0,001735 / d^{5,3} \quad \text{при } v > 1,2 \text{ м/с}$$

Так как диаметр напорного трубопровода $D=1,220 \text{ м}$ то при расходе $Q > 1,4 \text{ м}^3/\text{с}$ скорость будет $> 1,2 \text{ м/с}$ и наоборот.

$$\Delta h_{\text{тр}} = A Q^2 L = 0, \frac{001735}{0} \cdot 82^5 \cdot 3 \cdot Q^2 \cdot 20 = 0,14 \text{ м}$$

$$\sum \Delta h_{\text{нач}} = 0,042 + 0,018 + 0,14 = 0,2 \text{ м}$$

Определяем потери напора на основном напорном трубопроводе.

Определяем скорость воды в трубопроводе:

$$V_{\text{тр}} = \frac{4 \cdot 2,4}{3,14 \cdot 1,22^2} = 2,05 \text{ м/с}$$

Определяем местные потери:

$$\xi_{\text{зад}} = 0,07$$



Потери по длине 3818 м:

$$\Delta h_{\text{тр}} = A Q^2 L = 0, \frac{001735}{1}, 220^5 \cdot 3 * 2,4^2 * 3818 = 13,30 \text{ м}$$

$$\sum \Delta h_{\text{тр}} = 0,015 + 13,30 = 13,315 \text{ м}$$

Тогда общие потери на напорном трубопроводе:

$$\sum \Delta h_{\text{общ}} = \sum \Delta h_{\text{нач}} + \sum \Delta h_{\text{тр}} = 0,2 + 13,315 = 13,515 \text{ м}$$

$$\sum \Delta h = \sum \Delta h_{\text{общ}} + \sum \Delta h_{\text{вс}} = 13,515 + 0,074 = 13,589 \text{ м}$$

Определяем уточненную манометрическую высоту подъема

$$H_{\text{м}} = H_{\text{г}} + \sum \Delta h$$

$$H_{\text{м}} = 25 + 13,589 = 38,59 \text{ м}$$

2.10. Рекомендации по эксплуатации насосной станции

Наблюдения за техническим состоянием гидроузла

Наблюдения за сохранностью сооружений ведет служба эксплуатации, и их результаты используют для проведения мероприятий по улучшению состояния и повышению работоспособности сооружений.

В зданиях насосной станции наблюдают за состоянием и деформациями строительных конструкций каркаса, несущих стен, фундаментов, состоянием кровли, водостока, против коррозионных покрытий металлоконструкции, сохранностью противопожарных устройств. Особое внимания уделяют конструкциям, подверженным динамическим нагрузкам и колебаниям температуры.

При эксплуатации трубопроводов наблюдают за осадками и деформациями опор, состоянием трубопроводной арматуры и работой дренажа.

Не реже одного раза в три года электроразведкой осуществляют контроль за коррозией оболочки закрытого трубопровода, вызываемой блуждающими токами. Герметичность оболочки в открытых трубопроводах контролируют визуально, в закрытых – по отсутствию просадок грунта, воды в сухих смотровых колодцах, в отводных каналах.



Уход за сооружениями.

Уход за сооружениями осуществляет обслуживающий персонал насосной станции, а также специальные ремонтные бригады управлений эксплуатации. Уход включает технические осмотры, ремонты и профилактические мероприятия, обеспечивающие безаварийную и экономичную работу насосной станции.

При обнаружении в сооружениях трещин, осадок обрушений прежде всего следует установить причины, вызвавшие эти повреждения и эти причины устранить. Трещины в бетоне расчищают, промывают и заделывают пластичным бетоном.

Дренажные устройства при снижении их пропускной способности очищают, промывают и в случае необходимости ремонтируют.

При эксплуатации зданий не допускается превышение нагрузок на строительные конструкции выше проектных. Железные кровли и металлические конструкции периодически окрашивают. Деревянные конструкции предохраняют пропиткой и покрытием антисептическими материалами.

Внешние дренажные и водоотливные системы, системы пожарного и хозяйственного водоснабжения, сеть наружного освещения осматривают и ремонтируют при необходимости.

Регулярно осматривают и проверяют действие трубопроводной арматуры – противоударных устройств, клапанов срыва вакуума, запорных устройств и другие. Открытые металлические трубопроводы, арматуры и другие устройства периодически окрашивают масляной краской, покрывают лакокрасочными составами или составами на битумной основе. В стальных трубопроводах повреждения ликвидируют заваркой трещин. При обнаружении значительных трещин в сборных железобетонных, чугунных трубах заменяют секции. Очистку трубопроводов от заиливания проводят либо подачей повышенных расходов, либо с помощью скребковых устройств.



Сороудерживающие решетки очищают вручную (граблями), механически (с помощью сороочистительной машины), промывом под водой или с подъемом решеток. В некоторых случаях когда решетки установлены на большой глубине, их чистят с помощью водолазов. Для борьбы с биологическим обрастанием каналов проводят механическую очистку с последующей обработкой поверхности хлорной известью. Внутренние поверхности трубопроводов, подверженных биологическому обрастанию, обрабатывают хлорированной водой, подогретой до 40⁰С, или раствором медного купороса.

Плановая система технической эксплуатации.

Для успешного решения указанных задач необходима четкая и регламентированная система обслуживания и ремонта оборудования и сооружений насосной станции. Плановая система технической эксплуатации, предусматривающая: наблюдение и уход за оборудованием и сооружениями, своевременный ремонт оборудования и сооружений; соблюдение правил и инструкций технической эксплуатации; выявление и анализ причин внеплановых ремонтов, поломок, аварий; своевременное обеспечение запасными частями, инструментами и оборудованием для ремонтных работ.

Общая ответственность за внедрение плановой системы технической эксплуатации, контроль за ее выполнением входят в обязанности технического руководства насосной станции, которое утверждает графики проведения ремонтов, профилактических обслуживаний и осмотров оборудования и сооружений; составляет общие сметы и техническую документацию для заменяемых конструкций и деталей. Непосредственно осуществление плановой системы технической эксплуатации входит в обязанности руководства. Они составляют план проведения всех ремонтов.

Ремонт и правила их приемки.

Ремонтные работы на насосной станции выполняют хозяйственным и подрядным способами. При хозяйственном способе ремонта оборудования, как правило, применяют индивидуальный метод. Он предусматривает



установку отремонтированных деталей и сборочных единиц на ту машину, которой они сняты для ремонта. Индивидуальный метод присущ бригадной форме организации труда, при которой весь объем ремонтных работ выполняет обслуживающий персонал станции.

При подрядном способе ремонта оборудование ремонтируют специализированные ремонтные предприятия на договорных началах. В зависимости от типа и размеров оборудования и возможности его транспортировки ремонтные работы выполняют по обезличенному или индивидуальному методу. Обезличенный метод ремонта на специализированных предприятиях, снабженных необходимыми техническими средствами и высококвалифицированными кадрами, предусматривает поточное производства по современной технологии, им обеспечивается высокое качество ремонтных работ.

Крупные насосы как правило, ремонтируют выездные бригады специализированных ремонтных предприятий с помощью обслуживающего персонала станции. Контроль качества и объема работ, а также промежуточный прием скрытых работ с оформлением соответствующих актовосуществляет технический персонал подрядчика.

Полностью выполненные работы по текущему и несложному капитального ремонту оборудования принимает технический персонал станции или группы станции. Крупные и дорогостоящие капитально отремонтированные объекты принимает комиссия, формируемая в соответствии с ведомственными указаниями.

Комиссия составляет акт приемки отремонтированного объекта с указанием выполненных работ в натуральном и денежном выражении, качества ремонтов, результатов после ремонтных испытаний агрегатов, а также сроков выполнения работ. К нему прилагают промежуточные акты на скрытые работы, документы об исполнениях, необходимые чертежи. Приемку крупных и средних насосных станций выполняют в три этапа:



поузловая приемка; при работе агрегата на холостом ходу; после опробования его под нагрузкой в течении 72 часов непрерывного работы.

Отчетность технических мероприятий.

Отчетность о выполнении эксплуатационных мероприятий подразделяют на специальную внутриведомственную и общегосударственную.

К специальной внутриведомственной относится отчетность:

- о заборе и подаче воды по государственным мелиоративным системам;
- о выполнении плана очистки оросительной коллекторной и сбросной сети, отводящих и подводящих каналов насосной станции;
- о поступлении и расходовании денежных средств, получаемых эксплуатационными управлениями от обслуживаемых хозяйств;
- об эксплуатации и ремонте оборудования и сооружений насосной станции.

К общегосударственной отчетности относятся следующие отчеты, составляемые по установленным формам:

- о численности рабочих и служащих;
- о фонде заработной платы и о финансовом состоянии;
- о расходе электроэнергии;
- об остатках и о расходах сырья и материалов.

Эксплуатационный штат.

Все работы по эксплуатации насосной станции выполняет обслуживающий персонал, численность и квалификация которого определяются мощностью и производительностью станции, сложностью сооружений станционного узла, степенью автоматизации технологических процессов, возможностью совмещения профессий на основных производственных участках – гидротехническом, энергетическом и гидромеханическом.



Численность работников, занятых на ремонтных работах, определяется исходя из общей стоимости ремонтов (текущих и капитальных) сооружений и оборудования насосной станции и годовой выработки на одного работника (включая административный, хозяйственный и руководящий персонал).

Права и обязанности обслуживающего персонала.

Начальник – является управляющим и руководителем службы эксплуатации насосной станции. Также является административным лицом на руководимом объекте и подчиняется начальнику и главному инженеру управления оросительной системы. Начальник насосной станции обязан: обеспечивать бесперебойную и с наилучшими технико-экономическими показателями работу вверенных ему объектов в соответствии с директивным графиком водопадачи или требованиями диспетчерской службы; разрабатывать график нагрузки агрегатов станции в соответствии с графиками водопадачи; предъявлять в вышестоящие инстанции дефектный акт по сооружениям и оборудованию для составления сводного графика текущего и капитального ремонтов по управлению; представлять в управление табель и наряды на эксплуатационный персонал для начисления заработной платы; нести полную ответственность за технику безопасности и охрану труда на производстве; устанавливать перечень технической и эксплуатационной документации и контролировать ее наличие.

Начальник станции имеет право: в необходимых случаях с помощью эксплуатационного персонала производственного участка выводить из работы насосные агрегаты и сооружения станции, о чем через диспетчерскую службу докладывать техническому руководству управления; заменять или устранять от дежурств персонал по состоянию здоровья, в случае нарушений правил эксплуатации или техники безопасности, при проведении срочных ремонтных работ.

Инженер гидротехник – подчиняется начальнику и всем вышестоящим должностным лицам. Работая под руководством начальника, он выполняет его приказы, указания, задания и занимается техническим состоянием



сооружений прикрепленных к нему. Отвечает за работу этих сооружений наблюдения за ними, технической документации касающиеся этих сооружений.

Инженер электротехник – подчиняется начальнику и всем вышестоящим должностным лицам. Выполняет приказы, указания и задания начальника и занимается техническим состоянием электрического и электросилового оборудования. Обязан обеспечивать бесперебойную работу на участке. При обнаружении дефектов, требующих ремонтных работ, организовать их выполнение или подать заявку в ремонтные цехи управления через начальника станции и принять меры по предотвращению аварии.

Инженер электротехник имеет право: в случае необходимости останавливать работу приборов и механизмов, отстранять дежурного участка от работы по состоянию здоровья.

Дежурный персонал. Все работники, обслуживающие посменно производственные участки, относятся к дежурному персоналу станции. Дежурный персонал должен работать по графику дежурств, утвержденному начальником станции.

В исключительных случаях допускается замена одного дежурного другим с разрешения начальника или инженера соответствующего производственного участка. Продолжительность дежурств более 8 часов подряд и перерывы между сменами менее 16 часов не допускаются.



Глава 3. Электрическая часть

Электрическая часть насосной станции

Для выбора главной электрической схемы насосной станции, на которой установлены пять насосных агрегатов, необходимо установить мощность главных трансформаторов и выбрать коммутационную аппаратуру и измерительные приборы.

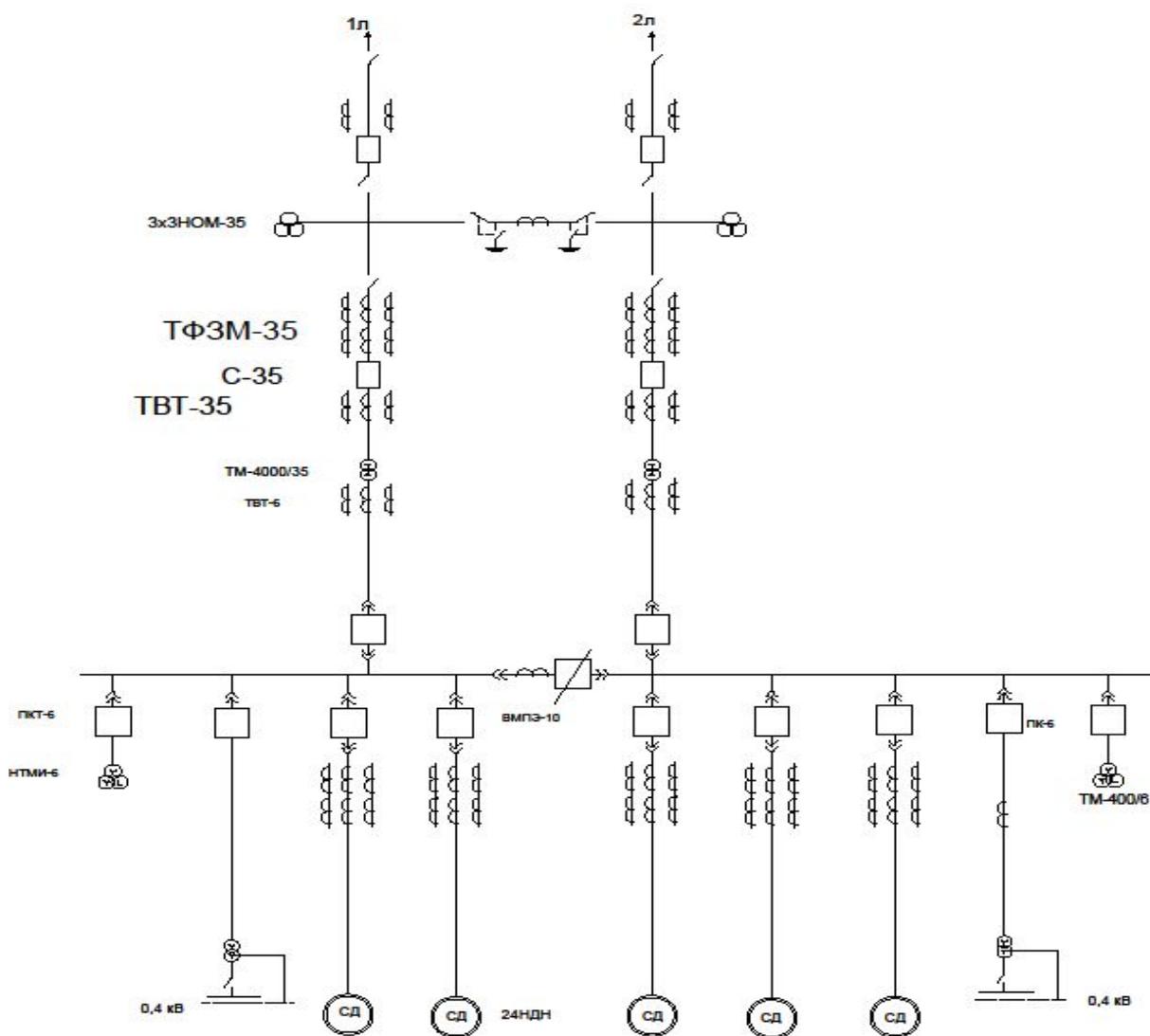


Рис.9. Главная электрическая схема насосной станции



Таблица 6. Технические параметры синхронного двигателя типа 24НДН

Тип двигателя	$P_{ном},$ кВт	$S_{ном},$ кВа	$r, \%$	$U_{ном},$ кВ	$I_{п}/I_{н}$
24НДН	500	630	90	6	5,3

Мощность главного трансформатора должна рассчитываться с учетом отключения второго трансформатора, поэтому он должен быть рассчитан на мощность пяти насосов.

$$S_{расч. тр.} = 5 * S_{н сд} = 5 * 630 = 3150 \text{ кВа};$$

По справочнику выбирается главный трансформатор и трансформатор СН

Таблица 6. -Технические параметры трансформаторов:

Тип тр-ра	$S_{н},$ мВа	Напряжение обмоток		$U_{к}, \%$	Кол-во
		ВН	НН		
ТМ-4000/35	4	35	6,3	7,5	2
ТМ-250/6	0,25	6,3	0,4	5,5	2

Таблица 7. Технические параметры воздушной ЛЭП

Марка провода	Длина, км	Сечени $e, \text{ мм}$	$X_0,$ Ом/км	Напряже ние, кВ	$I_{доп}, \text{ А}$
АС-25	20	25	0,4	35	109

-Выбор высоковольтного оборудования



Для выбора в/в оборудования необходимо составить по расчетной схеме схему замещения, указать месторасположение точек короткого замыкания, выбрать метод решения и систему единиц.

Расчет токов КЗ будет выполняться в относительной системе единиц, с учетом шкалы средних напряжений.

Принимаю:

$S_{\text{баз}}=100$ мВА; $U_{\text{б}1}=37$ кВ; $U_{\text{б}2}=6,3$ кВ; $U_{\text{б}3}=0,4$ кВ.

Нахожу базисные точки:

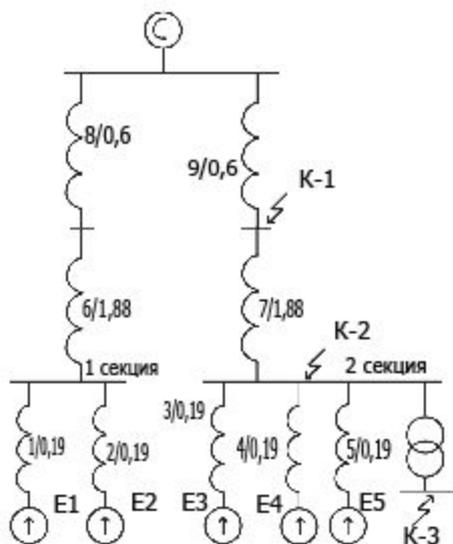


Рис. 10. Схема замещения:

Примечание

Наибольший ток КЗ будет на 2^{ой} секции, т.к. к ней подключены 3 двигателя

Определяю параметры элементов схемы:

1. Двигатели в режиме генератора:

В относительной системе единиц $E_1=E_2=E_3=E_4=E_5=1,0$

Относительное сопротивление двигателя при КЗ работает в режиме генератора

$$x_{0,6} = \frac{E_{\bullet}}{I_{\bullet n}} = 0,19$$

2. Силовые трансформаторы:



3. ВЛЭП: 6

Расчет токов КЗ в точке К-1

$$x_{10} = \frac{x_1 * x_2}{x_2 + x_1} + x_6 + x_8 + x_9 = 3,27$$

$$x_{11} = 1,94$$

Ток трёхфазного КЗ составит

$$I_K^{(3)} = \left(\frac{E_*}{x_{10}} + \frac{E_*}{x_{11}} \right) * I_{B(3\phi)} = 1,28 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ составит

$$i_y^{(3)} = 3,3 \text{ кА}$$

Тепловой импульс от действия тока КЗ 3,9 кА²с

Расчет тока КЗ в точке К-2

При включенном секционном выключателе 6,3 кВ ток КЗ от пяти двигателей, работающих в режиме генератора, составит:

Суммарный ток КЗ составит:

$$I_{K\Sigma} = 16,5 \text{ кА} ;$$

Ударный ток составит:

$$i_y = 42 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс $B_K = 544,2 \text{ кА}^2\text{с}$

Расчет тока трехфазного КЗ на шинах ТСН

Сопротивление ТСН составит:

, что больше сопротивления всей схемы замещения

$$i_y = 8,6 \text{ кА};$$

$$B_K = 87,1 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Таблица 8. Сводная таблица результатов расчетов токов КЗ

Точка КЗ	Ув точках	I_K , кА	i_y , кА	B_K , кА ² с



	КЗ, кВ			
К-1	35	1,28	3,3	3,9
К-2	6,3	16,5	42	544,5
К-3	0,4	6,6	8,6	87,1

Выбор высоковольтного оборудования для ОРУ-35 кВ.

Максимальный рабочий ток, протекающий через один работающий трансформатор (второй отключен) равен:

Принимаю выключатель С-35, разъединитель типа РНДЗ-35 и трансформатор тока ТФЗМ-35:

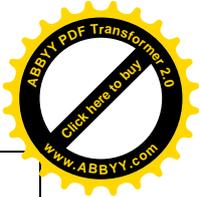
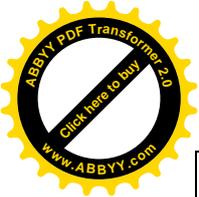
Таблица 9. Параметры выключателя, разъединителя и трансформатора

Расчетные данные		Номинальные параметры выключателя С-35	Номинальные параметры разъединителя РНДЗ-35	Номинальные параметры тр-ра тока ТФЗМ-35
Раб.напряж., кВ	35	35	35	35000
Раб.ток, А	60,3	630	630	100
Ток 3 ^х ф. КЗ, кА	1,28	10	-	-
Ударный ток, кА	3,3	31,6	63	63
Тепл. импульс, кА ² с	3,9	10 ² *3	25 ² *1	11,6 ² *3

По всем параметрам подходит выбранное оборудование

Таблица 10. Выбор высоковольтного оборудования для РУ-6 кВ

Расчетные данные		Ном.парам-ры ВМПЭ-10	Ном.парам-рытр-ра тока ТОЛ-10	Параметры сборных шин-сечение и
------------------	--	----------------------	-------------------------------	---------------------------------



				допуст. ток
Раб.напряж., кВ	6,3	10	10	-
Раб.ток, А	289	630	400	30x4 мм ² , 370 А
Ток 3 ^х ф. КЗ, кА	16,5	31,5	-	-
Ударный ток, кА	42	80	100	-
Тепл. импульс, кА ² с	544,5	31,5 ² *4	20 ² *3	-

При отключении обычного силового тр—ра составляет:

Выбор трансформаторов напряжения для ОРУ-35 кВ

Предварительно в ячейке ЛЭП-35 кВ устанавливаю ТН типа 3хЗНОМ-35. В классе 0,5 $S_{2H}=3*150=450$ Вт.

Таблица 11.

приборы	тип	Кол-во пр-ов	Кол-во обмоток	Мощность одной обмотки	Суммарная мощность, В*А
Вольтметр	Э-350	1	1	2	2
Ваттметр	Д-365	2	2	2	8
Варметр	Д-365	2	2	2	8
Счетчик акт.энергии	И-672	1	2	8	16
Счетчик реакт.энергии	И-676	1	2	8	16
Итого					50

ТН работает в классе точности 0,5, т.к. $450 > 50$

Выбор тр-ров напряжения в цепи ячейки РУ-6 кВ



Таблица 1

приборы	тип	Кол-во пр-ов	Кол-во обмоток	Мощность одной обмотки	Суммарная мощность, В*А
Вольтметр	Э-350	1	1	2	2
Ваттметр	Д-365	3	2	2	12
Варметр	Д-365	3	2	2	12
Счетчик акт.энергии	И-672	3	2	8	48
Счетчик реакт.энергии	И-676	3	2	8	48
Итого					120

Мощность НТМИ-6 равна 120 ва, поэтому выбираю ТН типа 3хЗНОЛ-6 с мощностью 150 ва.



Глава IV. Техничко-экономические расчеты

4.1. Водно-энергетический расчет.

Водно-энергетическим расчетом определяем количество перекачиваемой насосной станцией воды и затрачиваемой электроэнергии за вегетационный период.

Исходными данными являются график водоподачи и рабочие характеристики насоса.

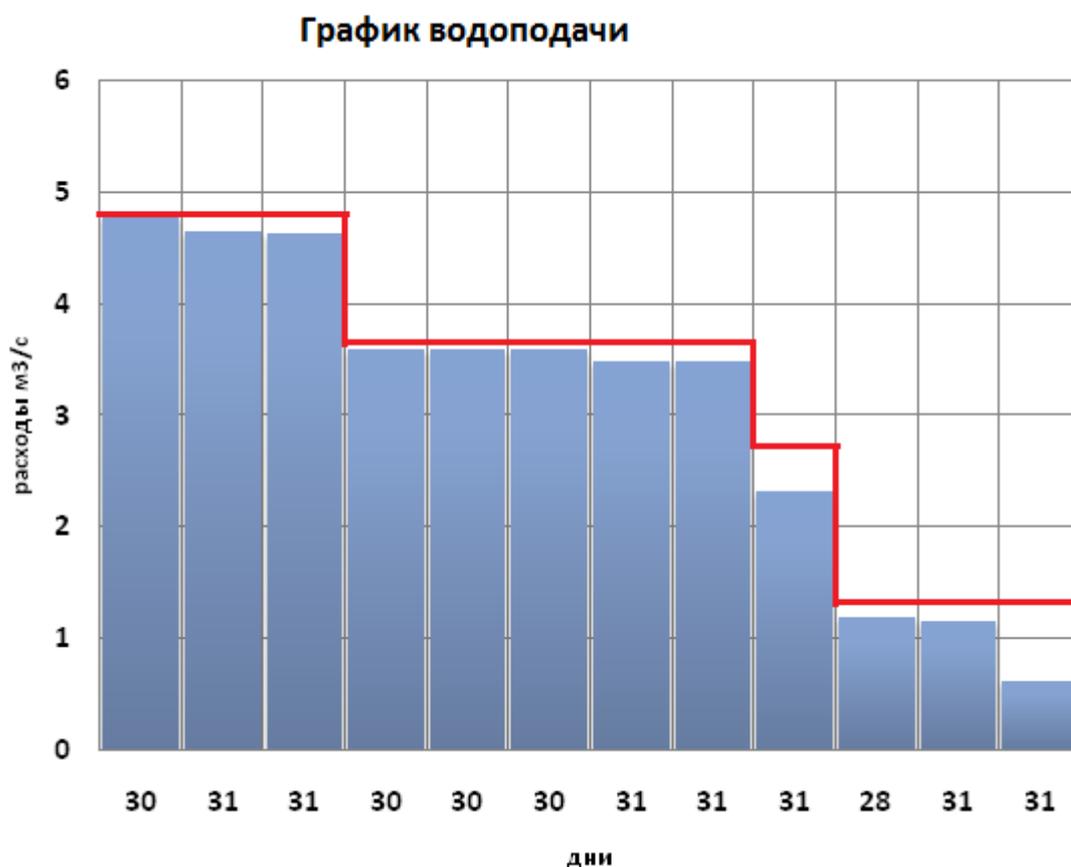


Рис 11. График водоподачи насосной станции

Водно-энергетический расчет выполняется в табличной форме.

Где: $T_{\text{дни}}$ – значения продолжительности водоподачи по периодам поливов в днях.

$T_{\text{час}}$ – значения продолжительности водоподачи в часах.

$$T_{\text{час}} = T_{\text{дни}} \cdot 24$$

$T_{\text{сек}}$ – значения продолжительности водоподачи в секундах.

$$T_{\text{сек}} = T_{\text{час}} \cdot 3600$$



$Q_{\text{НС}}$ – расходы воды, подаваемые насосной станцией по периодам

$H_{\text{М}}$ – манометрический напор НС.

Таблица 13. Водно-энергетический расчет

№	Продолжительность периода			$Q_{\text{НС}}$ м ³ /с	$H_{\text{М}}$ м	$N_{\text{НС}}$ кВт	$\mathcal{E} \cdot 10^6$ кВт/ч	$W \cdot 10^6$ м ³
	$T_{\text{дни}}$	$T_{\text{час}}$	$T_{\text{сек}} \cdot 10^3$					
1	92	2208	7 949	4,8	39	2313,5	5,1081	38,2
2	152	3648	13 133	3,6		1735,1	6,3297	47,3
3	31	744	2 678	2,4		1156,7	0,8606	6,4
4	90	2160	7 776	1,2		578,4	1,2493	9,3
	$\Sigma=365$	$\Sigma=8760$	$\Sigma=31536$				$\Sigma=13,5$	$\Sigma=101,2$

$N_{\text{НС}}$ – мощности насосной станции, определяемые по формуле

Где: η – КПД насосной станции

$$\eta_{\text{НС}} = \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{дв}} \cdot \eta_{\text{с}}$$

$\eta_{\text{с}} = 0,98$ КПД электрической сети.

\mathcal{E} – электроэнергия, потребляемая насосной станцией за вегетационный период.

$$\mathcal{E} = N_{\text{НС}} \cdot T_{\text{час}}$$

W – объем воды перекачиваемой насосной станцией за период.

ΣW – объем воды перекачиваемой НС за вегетационный период.

$$W = Q_{\text{НС}} \cdot T_{\text{сек}}$$

4.2. Определение технико-экономических показателей НС.

Модернизация и расширение действующих промышленных предприятий во многих случаях позволяют при сравнительно меньших затратах, чем при строительстве новых сооружений, увеличить выпуск продукции.



При расчете необходимо учитывать специфические условия проведения работ и ряд дополнительных факторов, влияющих на расчетный объем капитальных вложений и в итоге на экономический эффект реконструкции.

При замене оборудования оборудования капитальные вложения K_0 состоят из стоимости устанавливаемого нового оборудования и стоимости строительно-монтажных работ, включая демонтаж старого и монтаж нового оборудования. Отраслевые затраты $K_{отр}$ представляют собой величину K_0 за вычетом отчислений на реновацию, произведенных за фактический срок службы T_{ϕ} заменяемого оборудования. Если демонтируемое оборудование используется для установки на каком либо другом объекте, в расчет эффективности реконструкции вводят капитальные вложения, равные разности K_0 и ликвидной стоимости демонтированного оборудования $K_{л}$. Если демонтируемое оборудование не может быть полезно использовано на других объектах, значение $K_{л}$ равно стоимости получаемого металлолома.

Эффект реконструкции насосных станций состоит:

- в увеличении КПД агрегатов,
- снижении эксплуатационных расходов и повышении эксплуатационной надежности;
- в результате реконструкции сельское хозяйство получит дополнительную продукцию с вновь вводимых в оборот земель, ранее неорошаемых.

Все эти факторы и должны быть учтены при технико-экономическом обосновании.

Экономическую эффективность реконструкции насосных станций рекомендуется определять по показателям общей (абсолютной) экономической эффективности капитальных вложений.

Коэффициент рентабельности капитальных вложений в реконструкцию насосной станции:



$$\mathcal{E}_p = \frac{\Delta Ц + \Delta И_{н.с.} - И_{н.с.}}{K_{рек}}$$

$\Delta Ц$ – стоимость дополнительного урожая сельскохозяйственных культур, получаемых за счет реконструкции; $K_{рек}$ – капитальные вложения, или стоимость реконструкции насосной станции; $И_{н.с.}$ – ежегодные издержки насосной станции; $\Delta И_{н.с.}$ – снижению эксплуатационных расходов за счет реконструкции.

Ежегодные затраты на эксплуатацию насосной станции складываются из следующих расходов:

- затраты на содержание эксплуатационного персонала;
- затраты на капитальный и текущий ремонт;
- стоимость электроэнергии;
- прочие (стоимость смазки, обтирки и охраны труда).

для насосных станций таких оросительных систем амортизационные отчисления не включают в ежегодные издержки по эксплуатации;

В результате реконструкции уменьшаются затраты на текущий и капитальный ремонт и стоимость электроэнергии в результате увеличения КПД обновленного оборудования.

Снижению эксплуатационных расходов за счет реконструкции $\Delta И_{н.с.}$ складывается из следующих составляющих:

$$\Delta И_{н.с.} = \Delta(З_{т.р.} + З_{к.р.}) + \Delta З_{э.э.}$$

$\Delta(З_{т.р.} + З_{к.р.})$ – снижение затрат на текущий и капитальный ремонт;

$\Delta З_{э.э.}$ – снижение затрат на электроэнергию за счет повышения КПД агрегатов.



Тогда формула определения коэффициента примет вид:

$$\varepsilon_p = \frac{\Delta\Pi \pm \Delta I_{н.с.}}{K_{рек}}$$

Расчет экономической эффективности реконструкции насосной станции «Гувалак»

Необходимые данные для расчета:

Технические показатели насосной станции «Гувалак».

№	Наименование показателей	Ед.изм	До реконструкции	После реконструкции
1	2	3	4	5
1	Площадь орошения	га	4800 из-за недоподачи воды 3400га	4800
2	Требуемая подача	м ³ /с	4,8	4,8
3	Подача фактическая	м ³ /с	3,5	4,85
4	Напор геометрический максимальный	м	25	25
5	Установленная мощность	кВт	2500	2500
6	Объём перекачиваемой воды за год	млн.м ³	22,18	97,84
7	Потребляемая электроэнергия за год	млн.кВт час	3,711	12,03
8	Затраты электроэнергии на 1 м ³ подъема воды	кВт*час/м ³	0,167	0,100
Характеристика основного гидросилового оборудования.				
Основные насосы				
1	Марка		24НДН	Центробежный горизонтальный
2	Количество агрегатов	шт	5 (4раб.+1резер.)	5
3	Напор насоса максимальный	м	33	41,4
4	Подача насоса	м ³ /с	0,78	0,97÷1,13
5	КПД	%	80	88
Электродвигатели основных насосов.				
1	Марка		синхронный	синхронный
2	Мощность номинальная	кВт	500	500
3	Напряжение	кВ	6,0	6,0
4	Частота вращения	об/мин	730	750
5	КПД	%	90	96



Для расчета технико-экономических показателей примем эмпирические формулы полученные на основе анализа реконструируемых насосных станций РУз.

1) Определение стоимостных показателей:

$$K_{рек} = 14N^{0,64} = 14 * 2500^{0,64} = 2093 \text{ тыс. долл}$$

$$K = 92Q^{0,76} H^{0,58} = 92 * 4,8^{0,76} * 30^{0,58} = 2179 \text{ тыс. долл.}$$

В качестве расчетной примем **K = 2179 тыс.долл.США**

2) Расчет коэффициента по предлагаемой формуле:

$$\mathcal{E}_p = \frac{\Delta Ц \pm \Delta И_{н.с.}}{K_{рек}}$$

– снижение затрат на текущий и капитальный ремонт. Так как при новом оборудовании периодичность кап.ремонтов 1 раз в 6 лет, а при нынешнем положении 1 раз в 2 года, то примем за величину значение в 33 % от общих затрат на текущий и капитальный ремонт.

$$\Delta(Z_{т.р.} + Z_{к.р.}) = 0,33 * (1210635,7 \text{ тыс. сум} + 196319,3 \text{ тыс. сум}) = 0,33 * 1406955 \text{ тыс. сум} = 464295 \text{ тыс. сум} = 232 \text{ тыс. долл.}$$

- снижение затрат на электроэнергию за счет повышения КПД агрегатов.

Согласно данным после замены оборудования КПД повышается на 8 %.

Тогда с учетом стоимости электроэнергии на 1. 04.2013г.-112,2 сум

Снижение затрат за счет увеличения КПД составит :



$\Delta Z_{э.э} = 0,08 * 3,711 \text{ млн.кВт час} * 112,2 \text{ сум за квт. час} = 30,2$
 $\text{млн.сум} = 15,49 \text{ тыс.долл.}$

Увеличение затрат за счет увеличения потребляемой электроэнергии:

$\Delta Z_{э.э} = (12,03 - 3,711) \text{ млн.кВт*час} * 112,2 \text{ сум} = 933 \text{ млн.сум} = 467 \text{ тыс.долл.}$
США

– стоимость дополнительного урожая сельскохозяйственных культур, получаемых за счет реконструкции;

$\Delta Ц = 1400 \text{ га} * 31 \text{ ц/га} * 122,8 \text{ долл./т} = 532952 \text{ долл.США}$

$$\mathcal{E}_p = \frac{\Delta Ц + \Delta(Z_{м.р.} + Z_{к.р.}) + \Delta Z_{э.э}}{K_{рек}} = \frac{532,952 + 232 + 15,49 - 467}{2179} = \frac{313,44}{2179} = 0,16$$

Таким образом, предварительный расчет эффективности реконструкции насосной станции «Гувалак» показал, что коэффициент рентабельности равен 0,15 и реконструкция насосной станции экономически целесообразна. При расчете не учитываются такие важные качественные показатели как социальный, экологический эффект, с учетом которых факторы за реконструкцию насосной станции несомненно поднимутся.

Ежегодные эксплуатационные затраты по насосной станции складываются из затрат на содержание эксплуатационного персонала, амортизацию и текущий ремонт, стоимость электроэнергии, стоимость смазки, обтирки и охраны труда.



Затраты на содержание эксплуатационного персонала.

№	Должность	Кол-во чел.	Оклад за месяц тыс. сум	Оклад за год суммарный тыс. сум
1	Начальник насосной станции	1	468,308	5619,696
2	Машинист насосных установок	4	1407,040	16884,480
3	Электромонтёр	4	1407,040	16884,480
	Итого	9		39388,656

Затраты на капитальный и текущий ремонт.

Стоимость основных фондов по данному варианту равна 10906628,3 тыс. сум.

Затраты на проведение капитального ремонта приняты по ранее разработанным и утвержденным инвестиционным проектам насосных станций и составляют 11,1% от стоимости создаваемых основных фондов или 1210635,7 тыс. сум

Затраты на ежегодный текущий ремонт требуется 1,8% от стоимости создаваемых основных фондов или 196319,3 тыс. сум

Затраты на амортизацию начисляются (согласно Ст.144 налогового Кодекса Р.Узбекистан от 25.12.2007г.-№ ЗРУ-136.):

- а) на оборудование -8% - 449180,6 тыс. сум
 - б) на строительно-монтажные работы - 5% - 170130,1 тыс. сум
 - в) на прочие затраты -15% - 9554024,2 тыс. сум
- Итого затраты на амортизацию составляют: - 10173335,0 тыс. сум

Стоимость электроэнергии

№	Наименование	Ед. измер.	количество
1	Электроэнергия, потребляемая за год	млн. кВт. час	13,5
2	Стоимость электроэнергии при цене 120 сум за квт. час	млн. сум	1620,0



3	Расход электроэнергии на собственные нужды (2% от пункта 1)	КВт. час	0,21
4	Стоимость электроэнергии на собственные нужды	Млн. сум	32,4
	ИТОГО	Млн. сум	1652,4

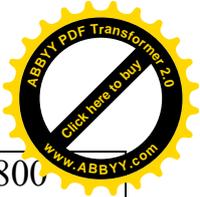
Затраты на смазку, смазку и охрану труда составляют 3 240,0 тыс. сум - 10% от стоимости электроэнергии на собственные нужды, содержание эксплуатационного персонала и текущего ремонта

Годовые эксплуатационные расходы

№	Наименование затрат	Един. измерения	Количество
1	Содержание эксплуатационного персонала	Тыс. сум	39388,656
2	Амортизация	Тыс. сум	10173335,0
3	Текущий ремонт	Тыс. сум	196319,3
4	Стоимость электроэнергии	Тыс. сум	1652400
5	Стоимость смазки, обтирки и охрана труда	Тыс. сум	3240
	ИТОГО	Тыс. сум	12 064 682

Основные и стоимостные показатели

№	Показатели	Обозначение	Ед. изм.	Количество
1	Общие капиталовложения (стоимость основных фондов)	К	Тыс. сум	10906628,3
2	Капвложения на реконструкцию	К _{рек}	Тыс. сум	4358000
3	Ежегодные эксплуатационные затраты	Э _з	Тыс. сум	12064682
4	Установленная мощность	N _y	КВт	2500
5	Расход насосной станции	Q _{нс}	м ³ /с	4,8



6	Орошаемая площадь	Ω	га	4800
7	Манометрический напор максимальный	H_m	м	39
8	Потребляемая за год электроэнергия	$\sum \mathcal{E}$	кВт. час	13500000
9	Перекачиваемый за год объём воды	$\sum W$	м ³	101200000

Технико-экономические показатели

№	Показатели	Ед.изм.	Формула	Значение
1	Стоимость 1квт установленной мощности	Тыс.сум/квт	$\frac{K}{N_y}$	4363
2	Стоимость подъёма 1 м ³ воды	Тыс.сум/м ³	$\frac{K}{\sum W}$	0,108
3	Стоимость подъёма 1тм поднятой воды	Тыс.сум/т*м	$\frac{K}{\sum W} * H_m$	0,0027
4	Стоимость орошения 1 га площади	Тыс.сум/га	$\frac{K}{\Omega}$	2272
5	Стоимость 1 м ³ /с подачи	Тыс.сум/м ³ /с	$\frac{K}{Q_{нс}}$	2272214
6	Себестоимость 1квт установленной мощности	Тыс.сум/кВт	$\frac{\mathcal{E}}{N_y}$	4825
7	Себестоимость подъёма 1 м ³ воды	Тыс.сум/м ³	$\frac{\mathcal{E}}{\sum W}$	0,11
8	Себестоимость орошения 1 гаплощади	Тыс.сум/га	$\frac{\mathcal{E}}{\Omega}$	2513
9	Себестоимость 1 м ³ /с подачи	Тыс.сум/м ³ /с	$\frac{\mathcal{E}}{Q_{нс}}$	2513475
10	Коэффициент использования насосной станции по времени	–	$\frac{T_{сут}}{T_{год}}$	1
11	Коэффициент использования установленной мощности	–	$\frac{N_{ср.взв.}}{N_y}$	0,62

Средневзвешанная мощность насосной станции определялась по формуле

$$N_{ср.взв.} = \frac{\sum(N_i * T_{дни i})}{\sum T_{дни}}, \text{ квт}$$

где:

- N_i – мощности насосной станции в соответствующие периоды;
- $T_{дни}$ – продолжительность периода полива в днях.



Глава V. Охрана окружающей среды

Для успешного решения проблемы окружающей среды от шума необходимо знать допустимые уровни шума. В соответствии с Санитарными нормами № 3077-84 допустимого шума в жилых помещениях, общественных зданиях и на территории жилой застройки шум промышленных предприятий, технологических установок, транспортных средств и т. п. не должен превышать уровней приведенных с учетом поправок.

Нормируемыми параметрами постоянного шума являются уровни звукового давления (УЗД) L , дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц, или уровни звука L_A , дБА, а непостоянного-эквивалентные уровни звука L_A экв, Дба, и максимальные уровни звука L_A экв, Дба.

Эквивалентный (по энергии) уровень звука L_A экв непостоянного шумо-уровень звука постоянного широкополосного шума, имеющий то же среднеквадратичное звуковое давление, что и данный непостоянный шум в течение определенного интервала времени. Максимальный уровень звука L_A max-уровень звука, соответствующий максимальному показанию шумомера в течение 1% времени измерения.

Величину L_A экв измеряют специальными шумомерами или рассчитывают по результатам измерения уровней звука в течение наиболее шумных $\frac{1}{2}$ ч. При этом уровни звука непрерывно записывают на ленте самописца или считывают с показаний шумера через ~ 5 с. Измеренные уровни разбивают на классы с диапазоном 5дБА. Каждый класс характеризуется средним значением L_i . Например, к классу $L_i=40$ дБА относят все измеренные уровни от 38 до 42 дБА, к классу 45 дБА-уровни от 43 до 48 дБА и т.д.

Возможность обеспечения допустимых уровней шума в значительной степени зависит от выполнения нормативов для городской застройки шум транспорта, измеренный на расстоянии 7,5 м от осевой линии движения в



соответствии с ГОСТ 27436-87 и ОСТ 27.004.022-86, не должен превышать приведенных уровней звука.

При разработке средств защиты от шума прежде всего следует выяснить его вид, поскольку необходимое снижение шума можно достигнуть только при правильном выборе этих средств. Различают два вида шумов - воздушный и структурный. Воздушный шум распространяется в воздухе от источника возникновения до места наблюдения, структурный шум излучается поверхностями колеблющихся конструкций стен, перекрытий, перегородок зданий в звуком диапазоне частот 20-20000 Гц. Иллюстрирует пути проникновения воздушного и структурного шумов в здание при нахождении его источников как снаружи, так и внутри здания. От наружного источника 1 воздушный шум проникает в помещения через закрытые или открытые окна, форточки, а также стены (в меньшей степени); вибрации передаются по грунту или трубопроводам, идущим к строительным конструкциям, колебания которых вызывает появление структурного шума. От внутреннего источника 2 воздушный шум попадает в помещения через стены и перекрытий, воздуховоды, а также через проемы, щели и т.п.; вибрации передаются основанию, трубопроводам насосных и воздуховодам вентиляторных установок, вызывая возникновения структурного шума.

Необходимость проведения мероприятий по снижению шума, производимого эксплуатируемыми источниками, определяется на основании измерений соответствующих уровней L , L_A экв, L_A max в сравнении с допустимыми по нормам. Для проектируемых объектов необходимость таких мероприятий может быть определена только на основании акустического расчета, включающего:

- 1) выявление источников шума и определение их шумовых характеристик;
- 2) выбор расчетных точек (РТ) акустического расчета и определение для них допустимых УЗД;



- 3) определение ожидаемых УЗД в расчетных точках до осуществления мероприятий по снижению шума;
- 4) определение требуемого снижения УЗД в расчетных точках;
- 5) выбор мероприятий для обеспечения требуемого снижения УЗД;
- 6) расчет и проектирование шумоглушащих, звукопоглощающих и звукоизолирующих конструкций (глушители, экраны, звукопоглощающие облицовки и т. п.).

В зависимости от физической природы шумы могут быть:

- аэродинамического происхождения, возникающие вследствие происходящих в газах процессов (вихревые процессы, колебания рабочей среды, вызываемые вращением лопаточных колес, пульсации давления при движении в воздухе тел с большими скоростями; истечение сжатого воздуха, пара или газа и др.);
- электромагнитного происхождения, возникающие вследствие колебаний элементов (ротора, статора, сердечника, трансформатора и др.) электромеханических устройств под действием переменных магнитных полей;
- гидродинамического происхождения, возникающие вследствие происходящих в жидкостях процессов (гидравлические удары, кавитация, турбулентность потока и др.).

В условиях эксплуатации, как правило, несложно определить, какой именно источник вызывает повешенный шум. Если, например, в жилой дом от одновременно работающих компрессорной и вентиляторной установок рядом расположенного предприятия, то последовательным выключением этих установок и изменением шума каждой из них можно выявить основной источник шума.

Для выполнения акустического расчета прежде всего необходимо знать основные шумовые характеристики машин: уровни звуковой мощности (УЗД) L_p на стандартных среднегеометрических частотах октавных полос ($L_p = 10 \lg P/P_0$, где P -звуковая мощность источника, Вт; P_0 -исходное



значение мощности, равное 10-12 Вт) и показатель направленности излучения шума G , дБ ($G=10 \lg \Phi$). Шумовые характеристики, определяемые в соответствии с ГОСТ 12.1.024-81, ГОСТ 12.1.025-81 и др., проводятся заводом-изготовителем в технической документации на стационарные машины и оборудование.

Средства защиты от инфразвука в значительной мере отличаются от применяемых для борьбы с шумом. Это связано с особенностями физических характеристик инфразвуковых колебаний, в частности со значительно большей длиной волны инфразвука по сравнению с размером препятствий на пути их распространения.

Снижение интенсивности инфразвука может быть достигнуто изменением режима работы устройства или конструкции; звукоизоляцией источника; поглощением звуковой энергии при помощи глушителей шума интерференционного, камерного, резонансного и динамического типов, а также за счет использования механического преобразователя частоты.

Защита от вредного воздействия инфразвука расстоянием малоэффективна, так как поглощение в нижних слоях атмосферы инфразвуковых колебаний с частотой ниже 10 Гц не превышает 8-10 дБ/км.

Борьбу с инфразвуком в источнике его возникновения необходимо вести прежде всего в направлении изменения работы технологического оборудования (например, увеличение числа рабочих ходов n кузнечно-прессовых машин) чтобы основная частота следования силовых импульсов $f=n \cdot 60$ лежала за пределами инфразвукового диапазона. Одновременно должны приниматься меры по снижению интенсивности аэродинамических процессов, в частности по ограничению скоростей движения транспорта и уменьшению скоростей истечения паров и газов сжатого воздуха в атмосферу. При выборе конструкции предпочтение отдают малогабаритным машинам достаточной жесткости, поскольку в конструкциях с плоскими



поверхностями большой площади и малой жесткости создаются условия для генерации инфразвука.

Для уменьшения инфразвуковых колебаний целесообразно использовать глушители шума, что является наиболее простым способом уменьшения уровня инфразвуковых составляющих шума всасывания и выхлопа стационарных дизельных и компрессорных установок, ДВС и турбин.

Допустимые уровни вибрации в жилых домах, условия и правила их измерения и оценки регламентируются «Санитарными нормами допустимых вибраций в жилых домах» № 1304-75, утвержденными Министерством здравоохранения в 1975 г. Эти нормы обязательны для всех министерств, ведомств и организаций, проектирующих, изготовляющих и эксплуатирующих оборудование, являвшееся источником инфразвука.

Основные нормируемые параметры вибрации-среднеквадратичные величины L_v (дБ) уровней виброскорости (виброускорения или вибросмещения) в октавных полосах со среднегеометрическими значениями частот 2; 4; 8; 16; 31.5 и 63 Гц, выраженные в виде

$$LV=20 \lg (V/V_0),$$

Где V -среднеквадратичная виброскорость, м\с; V_0 -проговая виброскорость, равная 5 10 м\с. Пороговые величины виброускорения соответственно равны 3 10-4 м\с² и 8 10-12 м.

Для исключения воздействия вибраций на окружающих среду необходимо принимает меры по их снижению прежде всего в источнике возникновения или, если это невозможно, на путях распространения.

Снижение вибраций в источнике производится как на этапе проектирования, так и при эксплуатации. При создании машин и технологического оборудования предпочтение должно отдаваться кинематическим и технологическим схемам, исключая или предельно снижающим динамические процессы, вызванные ударами, резкими ускорениями и т. п.



Причиной низкочастотных вибраций насосов, компрессоров, двигателей является дисбаланс вращающихся элементов (роторов), вызванный неоднородностью материала конструкции (литейные раковины, шлаковые включения) и неравномерностью его плотности, несимметричным распределением вращающихся масс (начальное искривление валов и роторов), нарушением указанной симметрии крепежными соединениями, неправильным выбором допусков на обработку и рода посадок, а также различием коэффициентов объемного расширения или износостойкости отдельных элементов вращающейся системы. Во всех случаях смещение центра масс относительно оси вращения приводит к возникновению неуравновешенной центробежной силы $F = m\omega^2 e$, где m -масса вращающейся системы; ω -угловая скорость вращения; e -эксцентриситет (радиус-вектор) центра рассматриваемой массы относительно оси ротора. Действие неуравновешенных динамических сил усугубляется плохим креплением деталей, их износом в процессе эксплуатации.

Виброгашение. Использование этого метода связано с увеличением реактивной части импеданса колебательной системы. Виброгашение реализуется при увеличении эффективной жесткости и массы корпуса машин или станин станков за счет их объединения в единую замкнутую систему с фундаментом с помощью анкерных болтов или цементной подливки. С этой же целью относительно малогабаритное инженерное оборудование жилых зданий (вентиляторы, насосы) устанавливают на опорные плиты и виброгасящие основания. Следует иметь в виду, что колебания сварных фундаментов в ~ 2 раза ниже, чем ленточных. Расчет фундаментных блоков производят по специальным методикам. Проектирование оснований зданий и сооружений ведут в соответствии с руководством см.

Определение амплитуд вынужденных и колебаний фундамента производят в соответствии с указаниями СНиП 2.02.05-87 и учетом типа машин. Расчетную динамическую нагрузку R_d определяют по формуле: $R_d = h n R_n$, где h и n - коэффициенты соответственно надежности и



динамичности, характерные для каждого типа машин; Рн-нормативное значение динамической нагрузки, соответствующее нормальному эксплуатационному режиму работы машины.

Виброизоляция. Методы установки оборудования на фундамент требуют больших затрат времени и приводят к неизбежной порче дорогостоящих покрытий полов. К тому же фундаменты таких машин, как молоты, представляют собой сложные строительные сооружения высотой с трех, четырехэтажный дом, стоимость которых может на порядок превышать стоимость машины. Поэтому на этапе эксплуатации промышленных комплексов в основном используют установку оборудования без фундамента непосредственно на виброизолирующих опорах. Такой метод позволяет обеспечить любую степень виброизоляции оборудования. Установка на виброизолирующие опоры технологического и инженерного оборудования и снижает уровень шума, сопутствующий интенсивным вибрациям. Также опоры могут применяться также и при наличии фундаментов: либо между источником вибраций (машиной) и фундаментом (основанием, опорной плитой), либо между фундаментом и грунтом. Установка виброизоляторов предусматривается также при прокладке воздуховодов систем вентиляции и разного рода трубопроводов внутри строительных конструкций. Это исключает передачу вибраций от стенок воздуховодов и трубопроводов элементам конструкции зданий. Для ограничения распространения колебаний практикуют разделение инженерных коммуникаций на отдельные участки с помощью специальных гибких вставок. Во всех рассмотренных случаях введение в колебательную систему дополнительной гибкой связи приводит к ослаблению передачи вибрации от источника колебаний.

В качестве виброизоляторов повсеместно используют резиновые или пластмассовые прокладки, одиночные или составные цилиндрические пружины, листовые рессоры, комбинированные виброизоляторы (пружинно-резиновые, пружинно-пластмассовые, пружинно-рессорные) и



пневматические виброизоляторы (воздушные подушки). Виброизолирующие резиновые прокладки выполняют обычно со сквозными или полусквозными отверстиями или оребренными, поскольку резина не склонна к объемной деформации.

Цилиндрические пружины и рессоры по сравнению с прокладками более стойки в воздействию агрессивных сред, дольше сохраняют упругие свойства во времени и позволяют изолировать низкочастотные колебания, так как при прочих равных условиях обеспечивают большую статическую осадку. Существенный недостаток цилиндрических пружин - малое снижение высокочастотных вибраций.



Глава VI. Безопасность жизнедеятельности

Курс «Безопасности жизнедеятельности» является научной дисциплиной, изучающей вопросы безопасности труда, предупреждения травматизма и профессиональных заболеваний, отравлений, пожаров, взрывов на производстве. Отечественное производство вступило на новую, более высокую качественную ступень благодаря разработке и внедрению прогрессивной технологии, новых видов оборудования, инструмента, материалов

Данный раздел выпускной работы на тему «Повышение эксплуатационной эффективности НС «Гувалак» раскрывает вопросы безопасности жизнедеятельности при эксплуатации электрооборудования насосной станции: санитарно-гигиенические условия, технику безопасности, электробезопасность и пожаробезопасность на электрических объектах. Территория насосной обязательно должна быть ограждена или иметь свободную от застройки зону шириной 5м для осуществления автоматической охранной сигнализации.

К вспомогательным помещениям насосной станции относятся административно-конторские и санитарно-бытовые помещения, помещения общественных организаций, здравпункты, пункты питания.

При разработке внешнего электроснабжения насосной станции, необходимо учесть, что они устанавливаются как на открытых площадках, так и внутри помещений. Поэтому некоторые меры защиты рабочего персонала и технического оборудования от неблагоприятных метеоусловий соответственно резко отличаются

Для привода насосов используют асинхронные, синхронные и двигатели постоянного тока. Учитывая это, можно сказать, что двигатели предназначены для работы при температуре окружающей среды в пределах от - 40°С до + 40°С . Во время грозы возникает дополнительная опасность поражения людей током молнии. Поэтому при наступлении грозы необходимо немедленно прекращать работы.



В помещении насосной для защиты от газа, паро и пылевыведения предусматривают устройства местной вытяжной вентиляции для отсоса вредных и взрывоопасных веществ непосредственно от мест их образования. Стены и потолки выполнены из малотеплопроводных материалов. Полы бетонные. Работа в помещении не связана с применением химических веществ и пыли, несмотря на это в помещении производится ежедневная уборка.

Вибрация электродвигателей минимальная. Это достигнуто за счёт использования упругих элементов, размещаемых между вибрирующей машиной и основанием опоры. Амортизаторы для уменьшения шума берутся пружинные, для уменьшения вибрации кожухов на вибрирующую поверхность наносится резина, пластик или вибропоглощающая мастика, которые рассеивают энергию колебания. Вибропоглощающие покрытия также снижают уровень шума.

Согласно КМК 2.01.08-96 в насосных, при эксплуатации двигателей, необходимо принимать меры для уменьшения шума:

звукоизоляция ограждающих конструкций

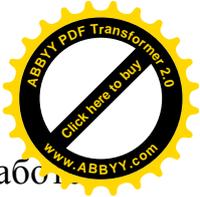
- уплотнение по периметру окон, дверей, ворот

- звукопоглощающие конструкции и экраны, смазка деталей

- индивидуальные средства защиты (наушники ВЦНИИОТ -4А, ВЦНИИОТ - 2М, противошумные каски ВЦНИИОТ -2, обувь на войлочной или толстой резиновой подошве). Предельно допустимый шум в насосных отделениях по КМК 2.01.08- 96 составляет 75 дБ. Значит при работе шум в помещениях насосной не должен превышать этот нормированный параметр.

Электробезопасность

Работы в действующих электроустановках производится по наряду предусмотренных правилами электробезопасности. Запрещается самовольно проведения работ, а также расширение рабочих мест и объёма здания, определённое нарядом. Выполнение любых работ в электроустановках в зоне действия другого наряда должны согласовываться с лицом, ведущим работы



по этому наряду. В электроустановках до 1000В электростанции при работе под напряжением необходимо:

- оградить токоведущие части, находящимся под напряжением
- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке, либо на резиновом коврике. Применять инструмент с изолирующими рукоятками.

Запрещается работать в одежде с короткими рукавами или засученными, запрещается в электроустановках работать в согнутом положении, если при выпрямлении расстояние до токоведущих частей менее 0,6м. запрещается без применения электрозщитных средств прикасаться к изоляторам оборудования, находящегося под напряжением.

При работе с использованием электрозщитных средств (изолирующих штанг и клещей, электроизмерительных штанг и клещей, указателей напряжения) допускается приближение человека к токоведущим частям на расстоянии определяемой длиной изолирующей части этих средств.

Персоналу следует помнить, что после исчезновения напряжения с электроустановки оно может быть подано вновь без предупреждения. В тёмное время суток участки работ, рабочие места, проезды и подходы к ним должны быть освещены. Освещённость должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных устройств на работающих. Запрещается проведение работ в неосвещённых местах. Весь персонал, находящийся в помещениях с действующим электрооборудованием обязан пользоваться защитными касками.

Меры защиты, обеспечивающих электробезопасность: применение малых напряжений, разделение сетей, защита от перехода напряжения с высшей стороны на низшую, контроль изоляций, защитное заземление, зануление, отключение, применение электрозщитных средств.

Для безопасной эксплуатации насосных установок имеются следующие приборы: манометры, термометры, предохранительные клапаны, запорная арматура.



Электроустановки электрических станций и сетей в летнее время могут оказаться под воздействием грозовых атмосферных электрических зарядов в виде прямых ударов молнии и её вторичных проявлений. Молния - это особый вид прохождения электрического тока через огромные воздушные промежутки, источник которого - атмосферный заряд, накопленный грозовым облаком.

В результате прямого удара молнии и разрушения изоляции электрооборудования часто возникает пожар. Важным *вопросом* электробезопасности является защита от удара молний, или молниезащита.

Для защиты от действия молнии устраивают молниеотводы (громоотводы). Это заземленные металлические конструкции которые воспринимают удар молнии и отводят ее ток в землю. Различают стержневые и тросовые молниеотводы. Их защитное действие основано на свойстве молний поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические конструкции.

Техника безопасности

Ремонтные работы в насосных станциях разрешается только по специальному наряду-допуску, в котором указывается условия безопасного выполнения работы. Лица обслуживающие непосредственно насосные должны соответственно правилам пройти инструктаж. Ремонтные и наладочные работы необходимо выполнять при наличии резиновых перчаток, обуви, очков, изолирующих инструментов. Обязательно наличие фартука или куртки закрывающей все открытые участки тела на груди и руках.

При ремонте оборудования или монтажных работах необходимо произвести отключение напряжения и принять меры, препятствующие случайной подаче напряжения (наложение переносных заземлителей, вывесить предупредительные плакаты, установить ограждения и т.д.)



Производственная санитария

Освещение помещений насосной, в которых пребывает рабочий персонал, предусмотрено с применением газоразрядных ламп, наружные открытые электроустановки с применением ксеноновых ламп. Разряд зрительной работы для рабочего обслуживающего электроустановки помещения насосной равен VI- грубой точности, т.к. размер объекта различения более 5 мм.

Напряжение аварийного и эвакуационного освещения 220В с автоматическим резервирование питания от аккумуляторных батарей, оно обеспечивает безопасные действия персонала при ликвидации аварий и его эвакуации при возникновении прямой угрозы.

Кроме этого предусмотрено дежурное, охранное, сигнальное и специальное освещение.

Требования к равномерному освещению необязательно, так как оконных проёмов в помещений не имеется. В этом помещении с размером бхбм персонал работает только при ремонте оборудования или при выполнении профилактических работ. Кроме выделения пыли, во время аварий (при прекращении подачи горячей воды) образуется пар. Поэтому лицам обслуживающих насосные станции выдаются спецодежда - комбинезон, для защиты рук, лица и шеи применяются защитные пасты - маслоустойчивые, водоустойчивые. Глаза от возможных ожогов и раздражений защищают очками с герметической оправой.

Расчёт прожекторного освещения площадки насосной станции
Площадь насосной станции 200 х 300м, требуемая нормированное освещённость $E=50$ лк, мощность одной лампы $P_{л} = 1500$ Вт, коэффициент запаса $K_3 = 1,5$

1) Определим количество прожекторов

$$N = P \times S / P_{л}$$

$$P = E \times K_3 / 4 = 50 \times 1,5 / 4 = 18,7 \text{ Втм}^2$$

$$N = 18,7 \times 200 \times 300 / 1500 = 300 \text{ ламп}$$



2) определим расстояние между мачтами

$$Z = \sqrt{4 \times P_{\text{д}} / P} = \sqrt{4 \times 1500 / 18,7} = 18$$

3) Определяем количество мачт

$$m = 2(A + B) / Z = 2(200 + 300) / 18 = 28$$

4) Количество прожекторов на мачте

$$n = N / m = 300 / 28 \approx 10$$

Оптимальный микроклимат в насосной обеспечивает поддержание теплового равновесия между организмом и окружающей средой. При длительном отсутствии на насосной подстанции, особенно если перекачивается горячая вода, температура в помещении может возрасти до больших значений (более 30°C), за счёт чего повышается влажность воздуха рабочей зоны (более 60%). В таких случаях необходимо перед началом ремонтных или профилактических работ проветрить помещение и только потом приступать к работе.

Пожаробезопасность

Насосные станции, согласно ОНТП-24-86, относятся к помещениям огнестойкости категории «Д» - производства связанные с обработкой негорючих веществ и материалов в холодном состоянии.

Для устранения причин пожаров проводят различные профилактические мероприятия: соблюдение противопожарных норм при сооружении насосной подстанции, устройство вентиляции, системы автоматического пожаротушения и сигнальные устройства. В помещениях должны быть эвакуационные выходныe двери.

Обслуживающий персонал должен вести постоянное наблюдение за исправностью и техническим состоянием оборудования, содержанием в частоте всего помещения, наличие свободных проходов

Эксплуатационные мероприятия предусматривают правильную техническую эксплуатацию насосной установки. В легкодоступном месте, в соответствии с нормами КМК2.01.02- 97 «Пожарная профилактика», устанавливаются ручные огнетушители (ОХП - 10, ОУ-8), ящик с песком,



несгораемое покрывало. В электрооборудовании применяются защитные электропроводки (кабели марок ВРГ, АВРГ или провода АПРВ, АПВ и АПРТО в тонкостенных стальных трубках)

На территории и в помещении курить и производить сварочные работы запрещается. Вокруг станции на расстоянии не менее чем в три метра вырубается вся растительность.

Территория предприятия имеет свободный вход и выход для въезда и выезда транспорта.



Заключение

1. Основным мероприятием по повышению эффективности эксплуатации насосной станции является их реконструкция, модернизация и рациональный режим эксплуатации.

2. Насосная станция «Гувалак» в Касанском районе Кашкадарьинской области была построена в 1991 году с производительностью 4,85 м³/с.

За истекшее время насосная станция претерпела сильный износ. При нормативном сроке службы насосного оборудования 16 лет, оно функционирует 21 год, что отрицательно влияет на надежность работы и технические показатели насосных агрегатов и всего вспомогательного оборудования. Наблюдаются частые отказы в работе насосного и электротехнического оборудования.

3. В выпускной квалификационной работе выполнено: выбор основного оборудования – насосы Д6300-27 и электродвигатель СД -13-34-8, расчет всасывающей и напорной линии с целью определения манометрического напора, расчет подводящего канала, проверка диаметров начальной и основных частей напорного трубопровода, водно-энергетический расчет, электрический расчет и определение технико-экономических показателей. Также приводятся рекомендации по эксплуатации, рассматриваются вопросы охраны окружающей среды и БЖД.



Список литературы

1. И.Каримов. Своё будущее мы строим своими руками. Т. – “УЗБЕКИСТАН” – 2009 г., 112 с.
2. Каримов И.А. Узбекистан на пороге XXI века. Угрозы безопасности, условия и гарантии прогресса. Т. – “УЗБЕКИСТАН” -2009 г., 59 с.
3. И. Каримов. “Мировой финансово-экономический кризис, пути и меры по его преодолению в условиях Узбекистана”. Т. – “УЗБЕКИСТАН” -2009 г., 28с.
4. Н.Т.Кавешников «Эксплуатация и ремонт гидротехнических сооружений», Москва, «Агропромиздат» 1988г., 271с.
5. П.Г.Киселев «Справочник по гидравлическим расчетам». Москва – Энергия, 1975г., 312с.
6. Г.И.Кривченко «Гидравлические машины», Москва, Энергоатомиздат, 1983г., 224с.
7. Лысов К.И. «Эксплуатация мелиоративных насосных станций», Москва, Агропромиздат, 1988г., 254с.
8. Ломакин А.А. «Центробежные и осевые насосы», – Машиностроение, 1966г., 362с.
9. Чебоевский В.Ф. и др. Насосы и насосные станции, Москва, Агропромиздат. 1989 г., 405с.
10. Чебаевский В.Ф.,Вишневецкий К.П., Накладов Н.Н. Проектирование насосных станций и испытание насосных установок. Учебное пособие для вузов.М. «Колос», 2000 г.,- 376 с
11. В.В.Рычагов, Проектирование насосных станций и испытание насосных установок. Москва, Колос, 1982г., 319с.
12. Методические указания по выполнению курсового проекта по дисциплине «Насосы и насосные станции». ТИИМ, 2009 г., 56 с.
13. «Электротехнический справочник» Неклепаев Б.Н.
14. «Электрооборудование станций и подстанций» Рожкова, Козулин
15. «Электрическая часть электростанций и подстанций» Неклепаев Б.Н.



16. <http://www.nasos.ru>
17. www. Suv mash. Uz
18. www. Energobook.ru