

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела
имени К.Турысова
Кафедра нефтяной инженерии

Арыкпанов Ансат Арманович
Жунусов Ержан Батырханулы
Кульманбетова Камила Саматкызы

Повышение эффективности эксплуатации резервуарного парка ГНПС Павлодар

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

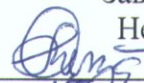
Институт геологии и нефтегазового дела
имени К.Турысова
Кафедра нефтяная инженерия

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

Нефтяной инженерии

Сыздыков М.К.


" 13 " 05 2019 г.

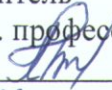
ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: " Повышение эффективности эксплуатации резервуарного парка ГНПС Павлодар "

по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело

Выполнили:

Арыкпанов Ансат Арманович
Жунусов Ержан Батырханулы
Кульманбетова Камила Саматкызы

Научный руководитель
доктор наук, асоц. профессор
Г.Ж. Молдабаева 
" 13 " 05 20 19 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

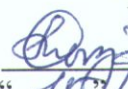
Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела
Кафедра нефтяная инженерия

5B070800 – Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
Нефтяной инженерии

 Сыздыков М.К.
" 18/07 " 2019 г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломной работы

Обучающимся Арыкпанов Ансат Арманович,
Жунусов Ержан Батырханулы, Кульманбетова Камила Саматкызы

Тема: Повышение эффективности эксплуатации резервуарного парка ГНПС Павлодар

Утверждена приказом Ректора Университета № 1167-д от "17" окт 2018г. Срок сдачи законченной работы "10" мая 2019 г.

Исходные данные к дипломной работы: Данные по резервуарному парку ГНПС Павлодар.

Краткое содержание дипломной работы:

- а) Расчет по данным резервуарного парка
- б) Расчет стоимости оборудования (нынешнего и внедряемого)
- в) Технология очистки нефтяных резервуаров
- г) Рассчитать графически скорость образования донных отложений нефти в резервуаре РВСП – 20000.

Рекомендуемая основная литература:

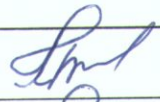
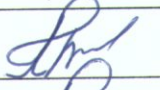
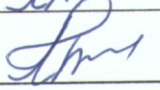
1. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.
2. Попова З. А., Рхавский Е. Л. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов. - М.: Недра, 1972.
3. СТ 6636-1901-АО-039-4.012-2012 Магистральные нефтепроводы. Резервуары.
4. Указ Президента Республики Казахстан «О нефти» от 28.06.1995г., №2350.

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

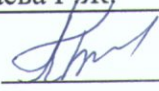
Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Технико-технологическая часть	18.04.2019	Нет
Специальная часть	18.04.2019	Нет
Нормоконтролер	18.04.2019	Нет

Подписи

Консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Научный руководитель, консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Специальная часть	д.т.н, ассоц. проф. Молдабаева Г.Ж.	8.05.2019	
Технологическая часть	д.т.н, ассоц. проф. Молдабаева Г.Ж.	8.05.2019	
Нормоконтролер	д.т.н, ассоц. проф. Молдабаева Г.Ж.	8.05.2019	

Научный руководитель

 д.т.н, ассоц. проф. Молдабаева Г.Ж.

Задание приняли к исполнению обучающийся

 Арыкпанов Ансат Арманович

 Жунусов Ержан Батырханулы

 Кульманбетова Камила Саматкызы

Дата

«15» 05 20 19 г



Университет: Satbayev University
 Название: Арыкпанов и др. diplom_na_proverku_00 - Гульназ Молдабаева.doc
 Автор: Арыкпанов и др
 Координатор: Александр Логвиненко
 Дата отчета: 2019-05-04 15:22:01
 Коэффициент подобия № 1: **2,8%**
 Коэффициент подобия № 2: **0,9%**
 Длина фразы для коэффициента подобия № 2: 25
 Количество слов: 11 358
 Число знаков: 97 878
 Адреса пропущенные при проверке:
 Количество завершенных проверок: 4



К вашему сведению, некоторые слова в этом документе содержат буквы из других алфавитов. Возможно - это попытка скрыть позаимствованный текст. Документ был проверен путем замещения этих букв латинским эквивалентом. Пожалуйста, уделите особое внимание этим частям отчета. Они выделены соответственно.
 Количество выделенных слов 6

>> Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ http://samoreg.com/published/QP/html/scripts/book.php?DB_KEY=VTEzNzQ0U1M&BookID=pravila-tehnicheskoy-ekspluatatsii-neftebaz&PageID=okhrana-atmosfernogo-vozdukha		79
2	URL_ http://rudocs.exdat.com/docs/index-38400.html?page=2		28
3	URL_ https://helpiks.org/9-46322.html		16
4	URL_ https://hillio523.weebly.com/blog/instrukciya-po-konservacii-i-likvidacii-neftebaz		15
5	URL_ http://rudocs.exdat.com/docs2/index-579121.html		14
6	URL_ http://adilet.zan.kz/rus/docs/P090000014		14
7	URL_ http://rudocs.exdat.com/docs2/index-579121.html		13
8	URL_ http://rudocs.exdat.com/docs2/index-579121.html		12
9	URL_ http://rudocs.exdat.com/docs/index-38400.html?page=2		11
10	URL_ https://studfiles.net/preview/5354172/page:6/		11

>> Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks



Не обнаружено каких-либо заимствований

>> Документы, содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

Не обнаружено каких-либо заимствований

>> Документы, содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

Количество

№	Название (Название базы данных)	Автор	одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Болашақ технологиялар негізінде жергілікті торап жасау және деректерді табыстауды қорғау D. Serikbayev East Kazakhstan State Technical University (ОПумУП)	Қалиқанова А.М. 14-РТК-1	26 (3)

>> Документы, содержащие подобные фрагменты: Из интернета

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

Количество
одинаковых
слов
(количество
фрагментов)

№	Источник гиперссылки	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	URL_ http://samoreg.com/published/QP/html/scripts/book.php?DB_KEY=VTExnzQ0U1M&BookID=pravila-tehnicheskoy-ekspluatatsii-neftebaz&PageID=okhrana-atmosfernogo-vozd-ukh	79 (1)
2	URL_ http://rudocs.exdat.com/docs/index-38400.html?page=2	63 (5)
3	URL_ http://rudocs.exdat.com/docs2/index-579121.html	53 (5)
4	URL_ https://studfiles.net/preview/5354172/page:8/	24 (3)
5	URL_ http://adilet.zan.kz/rus/docs/P090000014	23 (2)
6	URL_ http://adilet.zan.kz/rus/docs/V990001038	17 (2)
7	URL_ https://helpiks.org/9-46322.html	16 (1)
8	URL_ https://hillio523.weebly.com/blog/instrukciya-po-konservacii-i-likvidacii-neftebaz	15 (1)

Детали отчета подобия

- Фрагменты, найденные в документах базы данных отмечены красным цветом.
- Фрагменты, найденные в интернете отмечены в зеленый .
- Фрагменты, найденные в базе данных Юридических актов отмечены синим фоном .

**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на _____ дипломную работу _____

Арыкпанов А.А., Жунусов Е.Б., Кульманбетова К.С.

5B070800 – Нефтегазовое дело

(шифр и наименование специальности)

Тема: «Повышение эффективности эксплуатации резервуарного парка ГНПС Павлодар».

В данном дипломном проекте «Повышение эффективности эксплуатации резервуарного парка ГНПС Павлодар» представлены и рассмотрены основные вопросы замены существующей на ГНПС Павлодар системы по размыву донных отложений в резервуарах СПВК-300 на современную установку по размыву донных отложений «Тайфун - 28».

Рассмотрено местоположение объекта, климатические характеристики района реконструкции, а также характеристики основных и вспомогательных объектов ГНПС.

Описаны существующие методы размыва донных отложений резервуаров, приведены технические характеристики, схемы, принцип действия изложенных систем.

В технико – экономическом расчете проекта рассчитана скорость образования донных осадков в резервуаре РВСП – 20000, подсчитаны затраты предприятия по использованию системы размыва СПВК – 300 при существующем оборудовании станции.

В расчетах учтены затраты АО «КазТрансОйл» на амортизацию оборудования и затраты на электроэнергию. Так же произведены расчеты на приобретение и установку оборудования, и подсчитан срок окупаемости проекта при рассчитанной частоте его использования.

В разделе охраны труда рассмотрены основные вопросы обеспечения безопасности жизнедеятельности при эксплуатации и ремонте резервуаров для нефтепродуктов. Подробно изложены вопросы и показаны схемы производственного процесса, касающиеся мойки резервуаров.

В разделе охраны окружающей среды и экологии освещены основные вопросы, касаемые загрязнения атмосферного воздуха, воды и земель.

Дипломная работа состоит из 3 основных частей.

Работа выполнена с соблюдением стандартов по выполнению дипломных работ, соответствует требованиям.

Во время написания дипломной работы Арыкпанов А.А., Жунусов Е.Б., Кульманбетова К.С. продемонстрировали необходимый теоретический уровень подготовки, творчество и самостоятельность. Дипломантами были изучены текущее состояния и перспективы.

Дипломная работа Арыкпанова А.А., Жунусова Е.Б., Кульманбетовой К.С. рекомендуется к публичной защите, а дипломанты заслуживают присвоения квалификации - бакалавр по специальности 5В070800-Нефтегазовое дело.

Научный руководитель

д-р техни.наук, ассоц. профессор кафедры «НИ»

(должность, уч. степень, звание)


_____ Молдабаева Г.Ж.

(подпись)

«15» 05 _____ 2019 г.

АНДАТПА

«ГНПС Павлодар су қоймасы паркінің тиімділігін арттыру» атты тезис жобасы қазіргі заманғы «Turhoon-28» төменгі шөгінділердің резервуарлық жүйесімен SPVK-300 танктерінде қолданыстағы шөгінді эрозия жүйесін ауыстырудың негізгі мәселелерін ұсынады және қарастырады.

Объектінің орналасқан жерін, қайта құру аймағының климаттық сипаттамаларын, сондай-ақ ГНПС негізгі және қосалқы объектілерінің сипаттамаларын қарастырды.

Су қоймаларының түбіндегі шөгінділердің эрозиясының қолданыстағы әдістері сипатталған, сипатталған жүйелердің техникалық сипаттамалары, схемалары, принципі келтірілген.

Жобаның техникалық және экономикалық есептеулерінде RVSP резервуарындағы түбіндегі шөгінділердің құрамы - 20000 есептелді, кәсіпорынның SPVK-300 эрозия жүйесін пайдалану шығыны станцияның қолданыстағы жабдықтарымен есептелді. Есептеулер «ҚазТрансОйл» АҚ жабдықтарының құнсыздануына және электр қуатының бағасына байланысты шығындарын ескерді. Жабдықтарды сатып алуға және орнатуға есептеулер жасалды, сондай-ақ жобаның өтелу мерзімі оның есептелген жиілігінде есептелді.

АННОТАЦИЯ

В данном дипломном проекте «Повышение эффективности эксплуатации резервуарного парка ГНПС Павлодар» представлены и рассмотрены основные вопросы замены существующей на ГНПС Павлодар системы по размыву донных отложений в резервуарах «СПВК-300» на современную установку по размыву донных отложений «Тайфун - 28».

Рассмотрено местоположение объекта, климатические характеристики района реконструкции, а также характеристики основных объектов ГНПС.

Описаны существующие методы размыва донных отложений резервуаров, приведены технические характеристики, схемы, принцип действия изложенных систем.

В технико – экономическом расчете проекта рассчитана скорость образования донных осадков в резервуаре «РВСП - 20000», подсчитаны затраты предприятия по использованию системы размыва «СПВК – 300» при существующем оборудовании станции. В расчетах учтены затраты АО «КазТрансОйл» на амортизацию оборудования и затраты на электроэнергию. Так же произведены расчеты на приобретение и установку оборудования, и подсчитан срок окупаемости проекта при рассчитанной частоте его использования.

ANNOTATION

In this diploma project "Improving the efficiency of operation of the reservoir Park of Pavlodar SBS" presented and discussed the main issues of replacing the existing SBS Pavlodar system for erosion of bottom sediments in tanks «SPVK-300 on a modern installation for erosion of bottom sediments «Typhoon - 28».

The location of the object, climatic characteristics of the reconstruction area, as well as the characteristics of the main and auxiliary objects of SPPS are considered.

The existing methods of erosion of bottom sediments of tanks are described, technical characteristics, schemes, the principle of operation of the above systems are given.

In the technical and economic calculation of the project is calculated the rate of formation of bottom sediments in the tank «PBCII – 20000», calculated the costs of the enterprise to use the system of erosion «CIIBK – 300» with the existing equipment of the station. The calculations take into account the costs of JSC «KazTransOil» for depreciation of equipment and electricity costs. Also made calculations for the purchase and installation of equipment, and calculated the payback period of the project at the calculated frequency of its use.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1. Общая часть	10
1.1 Месторасположение объекта	10
1.2 Климатическая характеристика района	11
1.3 Характеристика ГНПС Павлодар	12
1.4 Резервуарный парк	16
1.5 Система размыва донных отложений	18
1.6 Основное оборудование ГНПС Павлодар	24
1.7 Патентные разработки	26
2. Техничо – экономический расчет	30
3. Экономическая часть	42
3.1 Расчет стоимости оборудования	42
3.2 Расчет численности работников и затрат на основную и дополнительную заработную плату	42
3.3 Расчет величины амортизационных отчислений	46
3.4 Расчет сметы расходов по объекту (цеховые)	46
3.5 Составление сметы затрат на оборудование	47
3.6 Техничо-экономические показатели проекта	48
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	52
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	53

ВВЕДЕНИЕ

Известно, что при хранении нефти и продуктов ее переработки часто используются стальные вертикальные цилиндрические резервуары. Во время эксплуатации на днищах резервуаров с нефтью образуются и накапливаются значительные количества осадков, состоящие, в основном, из парафина. В следствии этого уменьшается полезная вместимость резервуаров, оборачиваемость резервуарных парков, увеличивается стоимость хранения нефти из-за необходимости вывода резервуаров из эксплуатации и производства работ по их зачистке. Но простая зачистка резервуаров от скопившегося в них нефтешлама полностью не решает проблему хранения нефти.

В условиях жестких правил лицензирования и землеотвода, предъявляемых органами надзора, проблема эффективной утилизации нефтешламов и ликвидации шламонакопителей для нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих и нефтетранспортных компаний и предприятий сейчас особенно актуальна. Условия сбора и складирования нефтешламов определяются несколькими факторами, одним из которых является класс опасности согласно ГОСТ 12.1.007-76. Значительная разница в размерах нормативных платежей за размещение отходов в зависимости от класса их опасности вынуждает нефтяные предприятия решать проблему не только в экологическом, но и в экономическом аспектах. Взвешивание донных отложений в резервуарах для хранения нефти и использование их для дальнейшей перекачки на пункты переработки есть один из способов решения этой проблемы.

В настоящее время для борьбы с донными отложениями на днищах стальных вертикальных резервуара с нефтью используют устройства размыва и предотвращения осадка – размывочные головки, устройства «Диоген», «Тайфун» и др. Они предназначены для размыва и перемешивания отложений подвижной струей нефти в резервуарах различной емкости.

Струя нефти перемешивает парафиновые осадки и механические примеси, которые взвешиваются в общей массе нефти и затем удаляются путем откачивания нефти из резервуара.

Так же применяются различные химические реагенты для уменьшения вязкости нефтяных отложений.

1. Общая Часть

1.1 Месторасположение объекта

Павлода́р — (каз. Павлодар) город в северо-восточном Казахстане, в 450 км к северо-востоку от столицы страны города Нур-Султан, и в 405 км к юго-востоку от российского города Омск на реке Иртыш, административный центр Павлодарской области. В состав города входят поселок Ленинский, села Мойылды, Павлодарское и Кенжекольский сельский округ. Площадь города составляет 637,8 тыс. км².

Головная нефтеперекачивающая станция Павлодар Павлодарского нефтепроводного управления расположена в Северной промышленной зоне г.Павлодар, Павлодарской области Республики Казахстан, 4,2 км. севернее границы г.Павлодар и в 18-ти километрах от офиса Восточного филиала.

Магистральный нефтепровод Омск – Павлодар сдан в эксплуатацию 27 декабря 1977 года и предназначен для транспортировки западносибирских нефтей на нефтеперерабатывающие заводы Республики Казахстан и отгрузки их на экспорт для стран Дальнего Зарубежья.

Проект магистрального нефтепровода Омск – Павлодар был разработан БашНИПИнефть (г.Уфа) в 1973 году. При полном развитии нефтепровода предусматривалось четыре нефтеперекачивающие станции, фактически построено две НПС. Одна из них, а именно ПНПС Прииртышск, находится на территории республики Казахстан и относится к Павлодарскому нефтепроводному управлению.

Проектная производительность нефтепровода при полном развитии составляет 45 млн.тн/год, при работе двух НПС, т.е. на достигнутой стадии развития - 29,4 млн.тн/год.

Фактическая пропускная способность нефтепровода составляет 24 млн.тн/год.

Общая протяженность магистрального нефтепровода Павлодар - Шымкент составляет 1636 км.

Наружный диаметр нефтепровода равен 820 мм, толщина стенки магистрального нефтепровода, в зависимости от категории участков, колеблется от 8 мм до 11 мм.

Магистральный нефтепровод Павлодар – Шымкент сдан в эксплуатацию 1 ноября 1983 года и предназначен для транспортировки западносибирских и кумкольских нефтей на нефтеперерабатывающие заводы Республики Казахстан и отгрузки их на экспорт для стран Дальнего Зарубежья.

Проект был разработан институтом ТуркменНИПИнефть. При полном

развитии нефтепровода предусматривалось 13 НПС и 686 км лупинга. Фактически построено 11 НПС, в том числе 8 промежуточных и 3 головных, лупинги не построены. Промежуточные станции ПНПС Экибастуз, ПНПС Степное относятся к Павлодарскому нефтепроводному управлению.

Проектная производительность нефтепровода – 22 млн.тн/год, фактическая пропускная способность – 16,5 млн.тн/год.

Головная нефтеперекачивающая станция Павлодар представляет собой технологический комплекс по приему, хранению и откачке нефти с административными, бытовыми и вспомогательными помещениями для рабочих и служащих.

1.2 Климатическая характеристика района

Климат резко континентальный с большими колебаниями сезонных и суточных температур, малом количеством осадков (280-300 мм в год). Для региона характерна морозная, умеренно-суровая зима и тёплое лето.

Зима (ноябрь-март) продолжительная и холодная. Дневная температура около -12° , -17°C , ночью понижается до -17° , -22°C (минимальная -45°C). Устойчивый снежный покров образуется в середине ноября, его толщина достигает 15-25 см. Ежемесячно 5-7 дней с метелями, продолжительностью 4-10 часов, иногда несколько суток. Скорость ветра во время метели достигает 15 м/с и более. Видимость снижается до нескольких метров. Число дней с туманами 3-5 в месяц, с оттепелями 1-2.

Весна (апрель-май) дружная с сухой ветреной погодой, в первой половине прохладная (2° - 5°C), во второй - теплая (10° - 15°C). Снег сходит в первой половине апреля. Ночные заморозки продолжаются до конца мая. Осадки выпадают в виде кратковременных дождей.

Лето (июнь- август) жаркое, сухое, преобладает ясная погода. Днем температура воздуха достигает 22° - 25°C (максимальная 48°C). Характерны кратковременные ливневые дожди с грозами (5-7 случаев), с градом 1-2 случая за сезон. Наибольшее количество осадков выпадает в июле- 45 мм. Периодически бывают засушливые годы.

Осень (сентябрь – октябрь) в первой половине теплая, ясная, во второй – прохладная. Температура днем в сентябре 12° - 14°C , в октябре $+2^{\circ}$ - 4°C . Заморозки начинаются с середины сентября. Дожди преимущественно морозящие, затяжные, до 2-7 дней. Снег выпадает в конце октября.

Ветры в течение года преимущественно юго-западные и западные, их

преобладающая скорость 4-5 м/с. Весной и летом дуют суховеи, сильные и горячие ветры (15 – 20 м/с). Число дней с пыльными бурями за теплый сезон достигает 23.

Нормативная глубина промерзания грунтов: Суглинки и глины — 1,92 м; супеси и пески мелкие и пылеватые — 2,3 м; пески средние, крупные и гравелистые — 2,5 м; крупнообломочные грунты — 3,26 м.

Прием нефти из магистрального нефтепровода Омск - Павлодар производится в резервуары ГНПС Павлодар, которые используются для хранения и учета нефти, предназначенной для отгрузки в магистральный нефтепровод Павлодар – Шымкент и потребителю на Павлодарский нефтехимический завод.

1.3 Характеристика ГНПС Павлодар

Ввод в эксплуатацию ГНПС Павлодар – 1983 год

Электроснабжение – централизованное

Теплоснабжение – собственная котельная

Водоснабжение – 2 артезианские скважины, хозяйственно-питьевой водопровод

Канализация – канализационная насосная станция (КНС), нефтеловушка, флотационная установка и пруд-испаритель.

Наименование проектной организации - ТуркменНИПИнефть

Наименование строительной организации - Управление строительством «Павлодарэнергострой»

Земельная площадь, занимаемая НПС - 31,2 га

Отметка НПС на высоте над уровнем моря: 113 м.

Стоимость станции (на 2007г.) - 450886122 тенге

Электрификация нефтеперекачивающей станции

От кого получает электроэнергию: ТЭЦ-3, г.Павлодар;

Длина подводящей линии: (2X8) км;

Сечение подводящей линии: АС-95;

Напряжение: 35 кВ;

Кому принадлежит линия электропередач: Павлодарскому нефтепроводному управлению АО «КазТрансОйл» восточный филиал;

Тип линии электропередач: воздушная;

Тип опор: ПБ-35-1, количество 59;

Количество получаемой электроэнергии: 20 тыс.кВт/час;

Потребное количество энергии: 20 тыс. кВт/час;

в том числе: для освещения- 4 тыс. квт/час;

силовой - 16 тыс. квт/час.

Внутриплощадочные линии электропередач, в том числе и вдольтрассовые:

Кабельные: длина 4 км;

марка АСБГ-10;

сечение: разное;

Воздушные: длина 80 км яч.16,20;

Тип опор- П-10 -1Б;

количество опор – 978;

марка, сечение проводов -АС-50, ПС-25.

Теплоснабжение ГНПС

Источник: котельная;

Назначение: обогрев помещений ГНПС Павлодар;

Оборудование: водонагревательные котлы марки МС – 1800 на жидком топливе (2 шт.);

Изготовитель: компания Мерт Макина Индустриси, Павлодарский котельный завод;

Кому принадлежит: Павлодарскому нефтепроводному управлению ГНПС Павлодар;

Производительность: 1,8 Мватт каждый котел;

Рабочее давление: 6 кг/см².

Канализация и водопровод

Наличие: производственная, фекальная, ливневая;

Какие объекты канализированы: промышленные здания, автогараж, узел связи, административное здание, здание КСС, столовая;

Место сбора загрязненной воды: в городские очистные сооружения;

Место сбора промстоков: флотационная установка и пруд – испаритель.

Водоснабжение

Источник: артскважина (2 шт.), расположены на территории ГНПС, производительность 6,3 м.куб/час каждая, хозяйственно-питьевой водопровод;

Наличие водонасосной: имеется;

Количество насосов: 4 шт;

Марка: ВКС 5/32, ВКС 1/16;
Производительность: 20 м.куб;
Напор: 14м.; 45м;
Количество пожарных гидрантов: 29 шт;
Рабочее давление 2,0 кг/см.кв;
Наличие пожарных водоемов : V -1000 м.куб. - 2 шт;
V - 500 м.куб. - 2 шт.

Характеристика хозяйственно – питьевого подводящего водопровода

Кому принадлежит: Павлодарскому нефтепроводному управлению ГНПС
Павлодар;

Диаметр магистрали: 200 мм;

Длина магистрали: 1200 м.

Пожарное оборудование

Пожарное депо: утепленное;

Площадь м.кв.: 200;

Пожарные автоходы: АЦ-40 – ЗИЛ-131, УРАЛ-5557 В резерве: АЦ-40 –
ЗИЛ-131, УРАЛ-43202;

Пеноподъемник: АГП-30 на базе КАМАЗ.

Пеногенераторы: ГВП - 600 - 8 шт;

ГПСС - 2000 - 40 шт;

Огнетушители: ОУ - 10 - 12 шт;

ОВП - 100 - 5 шт;

ОП - 50 - 5 шт;

ОП - 10 – 23 шт;

ОУ - 5 - 4 шт;

ОП - 5 - 9 шт;

ОУ - 80 – 4 шт;

ОУ - 8 - 14 шт;

REDLINE - 150 – 2 шт;

REDLINE - 4 – 3 шт;

Рукава выкидные: d - 77 мм - 56 шт.

Тип сигнализации и коммутатора: охранная ТОЛ 10/100, Яхонт, MMG-AM
(Венгрия);

Количество установленных извещателей: 120;

Какая имеется связь с ближайшей пожарной командой: телефонная,
извещатели ПКИА.

Пожарная насосная

Количество насосов: 4 шт;

Марка: ЦНС – 300 – 120;

Производительность: 300 м. куб;

Напор: 12,0 кг/см.кв;

Прочие сведения о водоснабжении:

предназначено для водоорошения резервуаров, подачи пены на резервуары и насосные станции.

Автоматика вспомогательных объектов

Таблица 1.1- Наличие автоматики вспомогательных объектов и параметры ее срабатывания

Наименование объекта	Управление	Автоматически контролируемые параметры	Параметры автоматической защиты	Параметры автоматического регулирования
Системы автоматики НПС	Местное, дистанционное	АВР давления воздуха, масла	Мах и Мин	
Канализационная насосная	Программное, местное	Уровень в резервуарах, давление насосов	Мах и Мин	
Пневмонасосная	местное	Уровень в резервуарах, давление насосов	Мах и Мин	
Система откачки утечек	Программное, местное	Уровень нефти, давление насосов	Мах и Мин	

Узел связи перекачивающей станции

Аппаратура дальней связи: Система В-4, телефонирование К-60П на 60 каналов тональной частоты, аппаратура радиорелейной связи, спутниковая связь;

Аппаратура местной связи: М-60, производственная АТС-УПАТС-60, транковая связь "Motorola";

Количество включенных телефонов: 30 шт;

в том числе взрывобезопасных: 2 шт.

Дороги подъездные и внутренние

Подъездная дорога к нефтеперекачивающей станции:

Длина дороги: 1000 м;

Ширина дороги: 6 м;
 Покрытие: Асфальт;
 Кому принадлежит: Павлодарскому нефтепроводному управлению.
 Дороги на территории нефтеперекачивающей станции:
 Общая протяженность: 5000 м;
 Ширина: 3,5 м.

Охрана

Вид охраны: АО "Семсер" осуществляет охрану всех производственных объектов и магистральной части нефтепровода (мобильные группы);

Численность охраны: 25 чел.

Территория головной нефтеперекачивающей станции Павлодар огорожена бетонным забором.

1.4 Резервуарный парк

Таблица 1.2- Наличие резервуаров в резервуарном парке ГНПС Павлодар с указанием их объемов

Резервуарная емкость для товарных операций по перекачке			
Номер резервуаров	Тип	Емкость по калибровочной таблице	Имеется ли подогрев
Резервуар № 1	РВСП-20 000	19457	нет
Резервуар № 2	РВСП-20 000	19457	нет
Резервуар № 3	РВСП-20 000	19457	нет
Резервуар № 4	РВСП-20 000	19457	нет
Резервуар № 5	РВСП-20 000	19457	нет
Резервуар № 6	РВСП-20 000	19457	нет
Резервуар № 7	РВСП-20 000	22375	нет
Резервуар № 8	РВСП-20 000	22375	нет
Итого на ГНПС Павлодар 8 резервуаров V = 20 000 м ³ общей емкостью 124149 м ³			

Обвалование резервуарного парка

Характеристика обвалования: грунтовая насыпь типа призмы, с основными размерами: основание - 4,4 м;

вершина - 0,5 м;

высота - 2,5 м.

Таблица 1.3- КИПиА резервуарного парка отображены

Наименование РП	Кол-во резервуаров	кол-во резервуаров оборудованных			управление задвижками		
		уровнемером		сниженным пробоотборником	ручное	местное	дистанционное
		с местным указателем	с дистанц.				
ГНПС Павлодар	8	8	8	нет	да	да	да

Расположение объектов на ГНПС Павлодар, а именно, резервуарного парка, распределено таким образом, что при необходимости (увеличение производительности нефтепровода до проектного) на ГНПС возможна врезка дополнительных резервуаров для хранения и подготовке к дальнейшей перекачке товарной нефти.

На всех нефтеперекачивающих станциях (как на головных, так и на промежуточных) должны быть составлены технологические схемы станции с отображением всех трубопроводов (основных, дренажных и т.д.), запорно-регулирующего оборудования, контрольно-измерительных приборов, насосов, заглушек, продувочных кранов, компенсаторов, приемо-раздаточных устройств и любого другого оборудования, которое устанавливается на станции и связано с технологическим процессом с присвоением номера каждому элементу технологической схемы.

Все изменения или дополнения, произведенные в резервуарных парках, насосных установках, трубопроводных коммуникациях, расположении арматуры, должны вноситься в технологическую схему и доводиться до сведения обслуживающего персонала ГНПС.

Технологическая схема трубопроводов ГНПС Павлодар должна предусматривать возможность выполнения всех основных и вспомогательных операций по перекачке нефти: прием товарной нефти из магистрального нефтепровода, проведение внутрибазовой перекачки, удаление донных отложений из резервуаров, удаление отстоянной нефти из «тупиковых» участков трубопроводов, опорожнение и зачистка резервуаров резервуарного парка и т.п., а также возможность перекачки нефти из одного резервуара в другой в случае необходимости или аварии.

Для компенсаций температурных деформаций рекомендуется использовать волнистые и сильфонные компенсаторы. Повороты рекомендуются под углом 90°. Тип компенсатора определяется расчетным путем.

Углы пересечения трубопровода с автомобильными дорогами должны предусматриваться, как правило, 90° , но не менее 60° . В обоснованных случаях допускаются уменьшенные углы пересечения до 45° .

Подземные трубопроводы должны быть проложены в грунте. Прокладка трубопроводов под и над зданиями и сооружениями и установками не допускается. Подземные трубопроводы должны быть проложены на глубине не менее 0,8 м от планировочной отметки земли до верха трубы.

Трубопроводы с замерзающими средами должны быть на 0,1 м ниже глубины промерзания грунта до верха трубы.

1.5 Система размыва донных отложений

Каждая система размыва донных отложений типа СПВК (далее - Система) - стационарное изделие, монтируемое в нефтяном резервуаре (рисунок 2.1.), состоит из группы гидромеханических размывающих устройств с автоматически меняющейся высотой щели пригруженных веерных кольцевых сопел типа СПВК-300.

Обвязывающие трубопроводы системы служат для обвязки веерных сопел, ввода нефти и подачи ее к соплам.

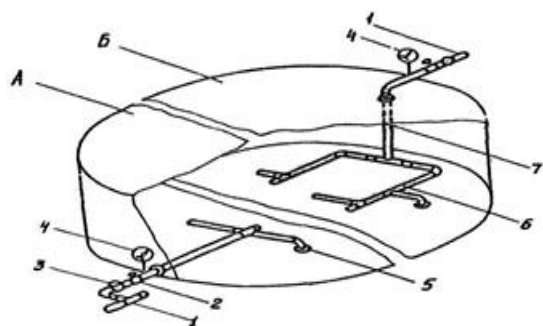


Рисунок 1.1 - Система размыва и предотвращения накопления парафинистого осадка в нефтяных резервуарах

А – наземный стальной вертикальный резервуар; Б – заглубленный железобетонный резервуар; 1 – приемный патрубок системы; 2 – задвижка; 3 – фильтр; 4 – манометр; 5 – веерные кольцевые сопла; 6 – обвязывающие трубопроводы; 7 – ввод стояка через световой люк перекрытия резервуара.

Пригруженное веерное сопло типа СПВК-300 состоит (рисунок 1.2.) из цилиндрического корпуса, выполненного из стальной трубы, к верхней части которого навинчивается присоединительный фланец. Нижняя часть корпуса посредством крепежного тройника, выполненного в виде сваренных под углом 120° друг к другу ребер, жестко соединена с опорным диском, представляющим собой стальной лист диаметром 200 мм.

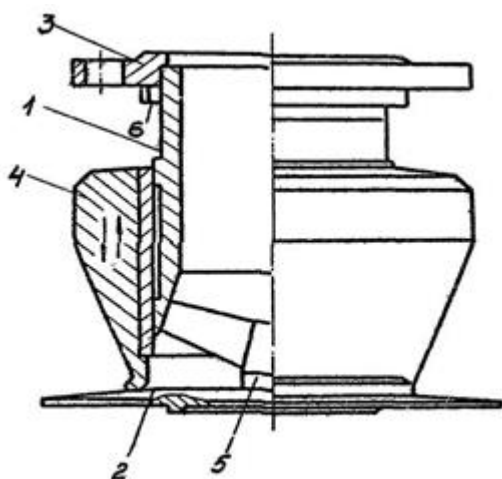


Рисунок 1.2 - Общий вид сопла пригруженного веерного кольцевого типа СПВК – 300

1 – корпус; 2 – диск опорный; 3 – фланец присоединительный; 4 – обечайка; 5 – тройник крепежный; 6 – контргайка.

взвешивание и удаление осадков происходит одновременно.

Выбор того или иного способа размыва и удаления уплотненного осадка зависит от технологических режимов перекачки нефти по магистральному нефтепроводу в целом и режима работы станции в частности.

Предотвращение отложения донных отложений следует осуществлять включением системы при высоте рыхлых отложений не более 10 см.

Раздельный способ рекомендуется применять в тех случаях, когда перерыв между операциями приема и откачки составляет 4-6 часов. Наибольший эффект достигается, когда размыв производится перед каждой откачкой или непосредственно в процессе откачки.

Совмещенный способ размыва производится при объеме откачиваемой нефти, превышающей объем поступления. Наиболее эффективный размыв рыхлого осадка происходит при расходе нефти 150-250 м³/час на одно сопло.

При производстве размыва донных отложений совмещенным способом необходимо прием в резервуар вести через задвижку на размывающей системе. При этом задвижка на приемном коллекторе должна быть закрыта.

Наиболее эффективный размыв достигается при расходе нефти 2000-2500 м³/час через всю систему размыва.

Продолжительность размыва уплотненного осадка высотой 10 см. (рис.2.3.) составляет:

- при расходе 2500 м³/час – около 30 минут;
- при расходе 1500 м³/час – около 70 минут.

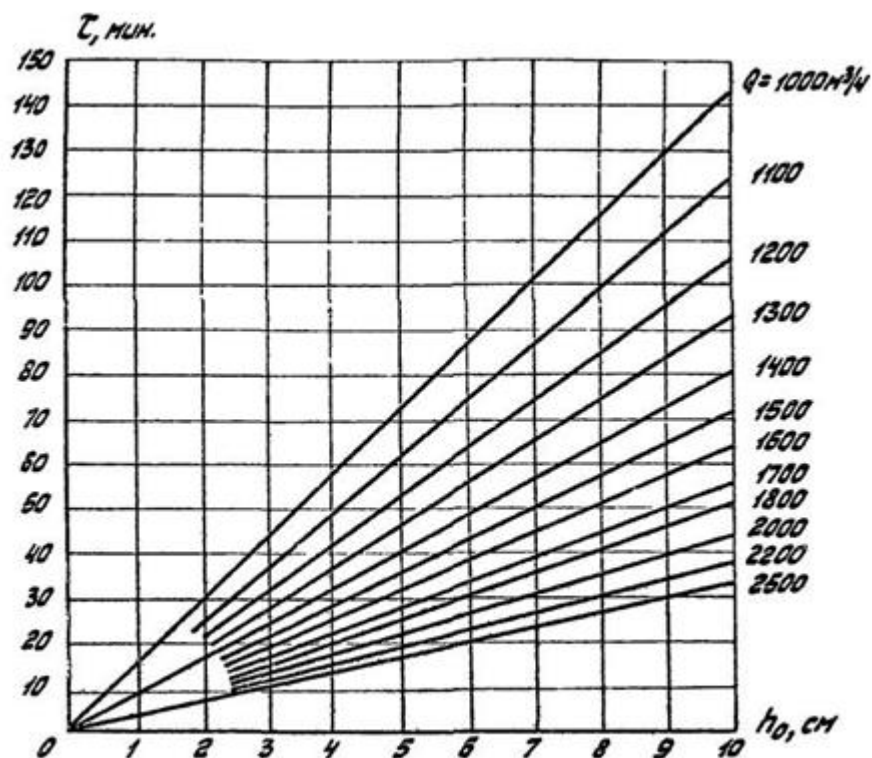


Рисунок 1.3 - Время размыва рыхлого осадка системой в резервуаре РВС – 20000 с нефтью I группы (сопла типа СПВК – 300 в количестве 10 шт.)



Устройство размыва донных отложений типа «Тайфун» устанавливается на крышке овального или круглого люка первого пояса резервуара.

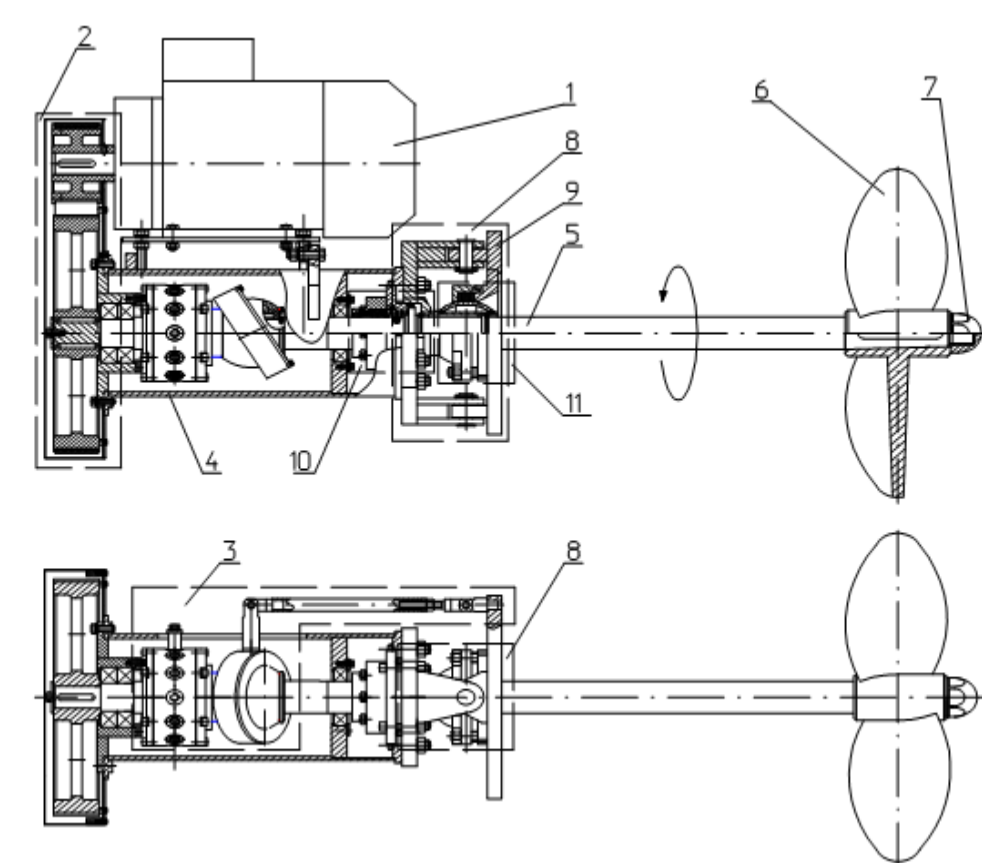
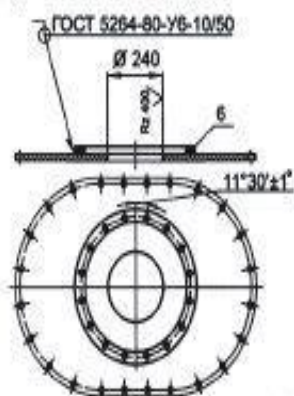


Рисунок 1.4 - Общий вид устройства «Тайфун»

1 - взрывозащищенный асинхронный электродвигатель; 2 - плоскозубчатая ремённая передача; 3 - автоматический привод поворота; 4 - корпус; 5 - вал; 6 - пропеллер; 7 - обтекатель; 8 - шарнирный узел; 9 - фланец присоединительный; 10 - торцевое уплотнение; 11 - сферическое уплотнение.

Эскиз доработки штатной крышки люка-лаза



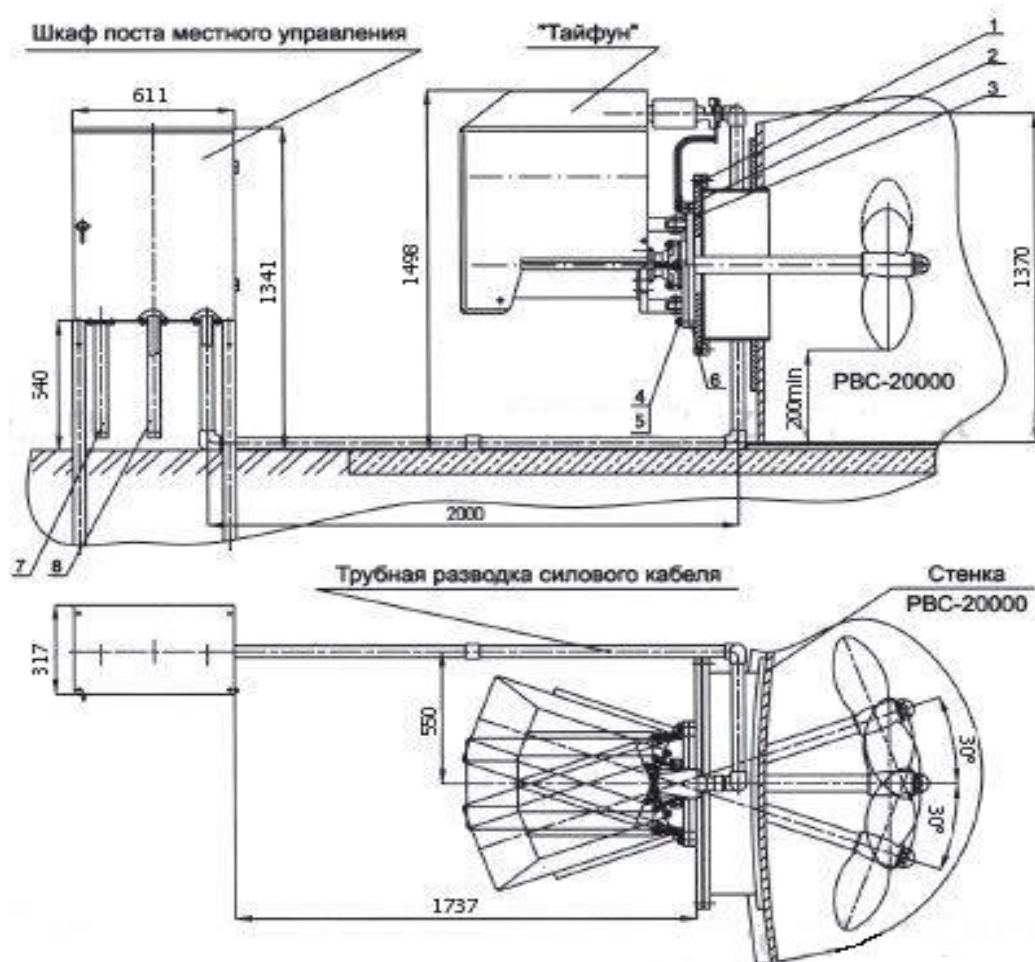


Рисунок 1.5 - Схема монтажа устройства «Тайфун» на крышку люка-лаза резервуара вертикального стального (PVC-20000):

1 — крышка люка-лаза, доработанная согласно эскизу; 2 — полукольцо — 2 шт.; 3 — прокладка; 4 — шпилька; 5 — гайка М20-7Н.5.019 ГОСТ 5915-70; 6 — фланец; 7, 8 — вводы силового кабеля и кабеля управления.

Основные параметры устройств для размыва донных отложений типа «Тайфун» представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4- Главные параметры

№ п/п	Наименование параметра	«Тайфун 20»	«Тайфун 28»
1	Максимальный диаметр, дюйм	20	24
2	Скорость вращения пропеллера, об/мин	690	690
3	Максимальная длина затопленной струи нефти, обеспечивающая размыв донных отложений, м	28	47
4	Максимальный угол поворота вала пропеллера в горизонтальной плоскости, угл.град.	60	60
5	Время поворота вала пропеллера в пределах 60°, ч	3,5	5
6	Питающее напряжение, В	380	380

7	Потребляемая мощность, кВт	15	18,5
8	Климатическое исполнение	У1	У1
9	Габаритные размеры, мм	1800	1800
10	Длина	800	700
11	Ширина	900	1000
12	Высота	20	20
13	Масса, кг	350	380

Головная нефтеперекачивающая станция Павлодар представляет собой комплекс сооружений и устройств для приема, хранения и перекачки нефти по магистральному нефтепроводу.

Процесс транспортировки и хранения нефти в ГНПС «Павлодар» осуществляется с помощью основных и вспомогательных технологических объектов и систем.

К основному оборудованию относятся магистральные и подпорные насосы с электродвигателями к ним, а также резервуарный парк. Вспомогательное оборудование ГНПС предназначено для обеспечения нормальной работы основного оборудования.

В состав станции входят следующие технологические сооружения:

- камера приема очистных устройств нефтепровода Омск - Павлодар с емкостью приема дренажа и насосом откачки;
- камера пуска очистных устройств нефтепровода Павлодар - Шымкент с емкостью приема дренажа и насосом откачки;
- площадка фильтров-грязеуловителей;
- магистральные насосные агрегаты НМ-3600/230 рабочей производительностью 3000 м.куб/час с электроприводом типа СТД 2500-2УХЛ4 с системой приточно-вытяжной вентиляции машинного зала и приточно-подпорной вентиляции электростанции;
- блок-бокс маслосистемы с насосами Ш 40-6-18/4-1, Ш 5-25, Ш 2-25 и резервуары для хранения масел;
- площадка узла регулирования давления;
- площадка предохранительных клапанов;
- площадка подпорных насосов с насосами НГПНА 3600–120 и насосный агрегат для внутрибазовых перекачек;
- насосы откачки утечек АХП 45/31, Ш4-40;

- емкости сбора утечек РГСП ЕП-100
- емкость сбора утечек ЕП-40 (на узле КППОУ);
- емкости сбора утечек резервуарного парка ЕП-40;
- общестанционные задвижки технологической обвязки ГНПС;
- закрытое распределительное устройство ЗРУ;
- операторная;
- система хозяйственного водоснабжения с насосами ВК 2/26;
- артезианские скважины с глубинными насосами, установленные в индивидуальных блок-боксах;
- подземные резервуары запаса воды для хозяйственных и пожарных нужд и пожарного водотушения общей емкостью 3000 м³;
- резервуарный парк емкостью 160000 м³ (8 резервуаров по 20000 м³);
- котельная;
- блок-бкс резервной дизельной электростанции;
- топливозапасник дизельного топлива;
- АЗС на 4 колонки;
- гаражно-ремонтный блок;
- пожарная насосная;
- узел связи.

ГНПС Павлодар является наиболее ответственной частью всего комплекса нефтепровода, во многом определяет его работу в целом.

1.6 Основное оборудование ГНПС Павлодар

К основному оборудованию ГНПС Павлодар относятся насосы и соответствующие приводы.

Тип насосных агрегатов, которые будут применяться на станции перекачки нефти, зависит от:

- физико-химических свойств нефтепродуктов - вязкости, плотности, температуры вспышки, давления насыщенных паров и коррозионных свойств нефтепродуктов;
- требуемой высоты всасывания, подачи и напора для обеспечения выполнения часовых норм слива-налива;
- условий энергоснабжения (пар, электроэнергия);
- класса взрывоопасности помещения;
- назначения операций (основные, вспомогательные).

- Магистральная насосная

Магистральная насосная станция предназначена для поддержания давления нефти в магистральных трубопроводах с заданными технологическими пределами. Перекачка нефти с кинетической вязкостью не более 3 см²/с, с механическими примесями не более 0,05%, и температурой до 120С осуществляется насосами НМ 3600-230.

В качестве основных применяем высокопроизводительные насосы нормального ряда типа НМ 3600-230, с подачей 3600 м³/ч и напором 230м. Насос горизонтальный, секционный, многоступенчатый, однокорпусный, с рабочими колесами двустороннего входа, с подшипниками скольжения (с принудительной смазкой), с концевыми уплотнениями торцового типа, с приводом от электродвигателя СТД 2500-2УХЛ4.

Допускается также изменение подачи и напора насоса в результате обточки рабочих колес по наружному диаметру или смены ротора.

Климатическое исполнение агрегата -У , категория размещения 2 (под навесом) при нижнем значении температуры окружающего воздуха минус 29оС или УХЛ, категория размещения 4.

Насос и двигатель на станции установлены в разных залах, разделенные промвальное стенкой для предотвращения попадания поров нефти на щетки ротора электродвигателя (электродвигатель на станции установлен не во взрывозащищенном исполнении).

Основные характеристики магистральных насосных агрегатов приведены в таблице 2.1.

- Подпорная насосная

Подпорная насосная станция предназначена для подачи нефти от резервуаров к основным магистральным насосным агрегатам в составе нефтеперекачивающей станции. На подпорной насосной станции установлены насосные агрегаты НГПНА – 3600 – 120 . насосные агрегаты применимы для транспортировки нефти с температурой от минус 5оС до плюс 80оС, кинематической вязкостью до 3х10⁻⁴ м²/с с механическими примесями с величиной частиц не более 0,5 мм. и с содержанием их не более 0,06% по объему.

Насос эксплуатируется без масляной станции. Узлы насоса смазываются и охлаждаются непосредственно перекачиваемой нефтью, без какой-либо дополнительной обвязки насоса трубопроводами.

Насос обладает высокой всасывающей способностью. Кавитационный

запас находится в диапазоне 1,5-3,0 м.

Насос имеет высокую надежность - наработка на отказ составляет не менее 15 тысяч часов.

Агрегат относится ко II группе, виду 2 (восстанавливаемые) изделия по ГОСТ 27.0003-90.

Агрегат изготовлен в климатическом исполнении УХЛ – 1, с нижним предельным значением температуры окружающего воздуха минус 50 оС и верхним значением плюс 40 оС по ГОСТ 15150-69. Агрегат изготовлен во взрывобезопасном исполнении для перекачивания нефти, пары которой образуют с воздухом взрывоопасные смеси категории ПА группы ТЗ по ГОСТ 12.1.011-78.

1.7 Патентные разработки

Моечное устройство для резервуаров с плавающей крышей
Патент РФ № 2259935 С2 Опубликовано Бюллетень Патентов РФ № 25.

Известно моечное устройство для резервуаров с плавающей крышей, размещенное на направляющих на нижней поверхности плавающей крыши с возможностью реверсивного движения (авторское свидетельство СССР № 1666390, МПК В 65 В 88/34, 1989).

В известном резервуаре невозможно достичь эффективного размыва донных отложений вследствие неодновременности очистки всей площади днища, это обуславливает также длительность процесса. Кроме того, моечное устройство имеет сложную конструкцию, выполнить ремонт и обслуживание моечного устройства и приводных механизмов также сложно из-за их расположения под нижней поверхностью плавающей крыши и нахождения их в агрессивной среде.

Задачей настоящего изобретения является устранение указанных недостатков, а именно, повышение эффективности размыва донных отложений, обеспечение удобства, безопасности, оперативности ремонта и обслуживания резервуара. Другой задачей изобретения является увеличение длительности безостановочной работы резервуара в связи с отсутствием огневых работ при ремонте.

Указанная задача решается тем, что в резервуаре для хранения нефти, содержащем цилиндрический корпус с днищем, плавающую крышу, устройство для размыва донных отложений, последнее содержит расположенную на плавающей крыше систему напорных эластичных

трубопроводов, соединенных с верхними концами эластичных труб, размещенных в люках плавающей крыши, имеющих размывающие форсунки и подвешенных к плавающей крыше под углами, выбираемыми из условия перекрытия струями форсунок поверхности дна резервуара. Люки в плавающей крыше размещены в шахматном порядке. Форсунки расположены на нижних концах и по длине эластичных труб.

Все оборудование размывающего устройства расположено либо за пределами самого резервуара, либо на его плавающей крыше, что обеспечивает полное выполнение одной из поставленных задач, а именно – легкий и простой доступ для выполнения ремонтных работ и обслуживания системы в процессе ее использования. Так же сборка самой конструкции устройства не имеет сварных соединений, все соединения либо фланцевые, либо резьбовые, т.е. разборные, что позволяет во время производства капитального ремонта заменять детали и узлы при необходимости целыми блоками.

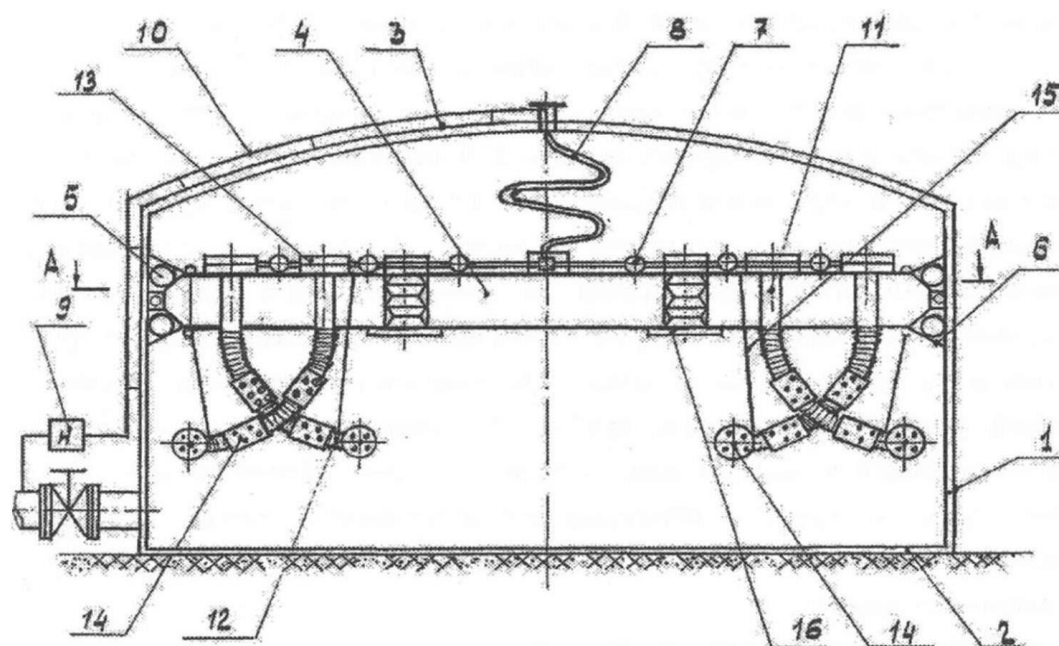


Рисунок 1.6- Расположение основного оборудования устройства для размыва донных отложений на резервуаре

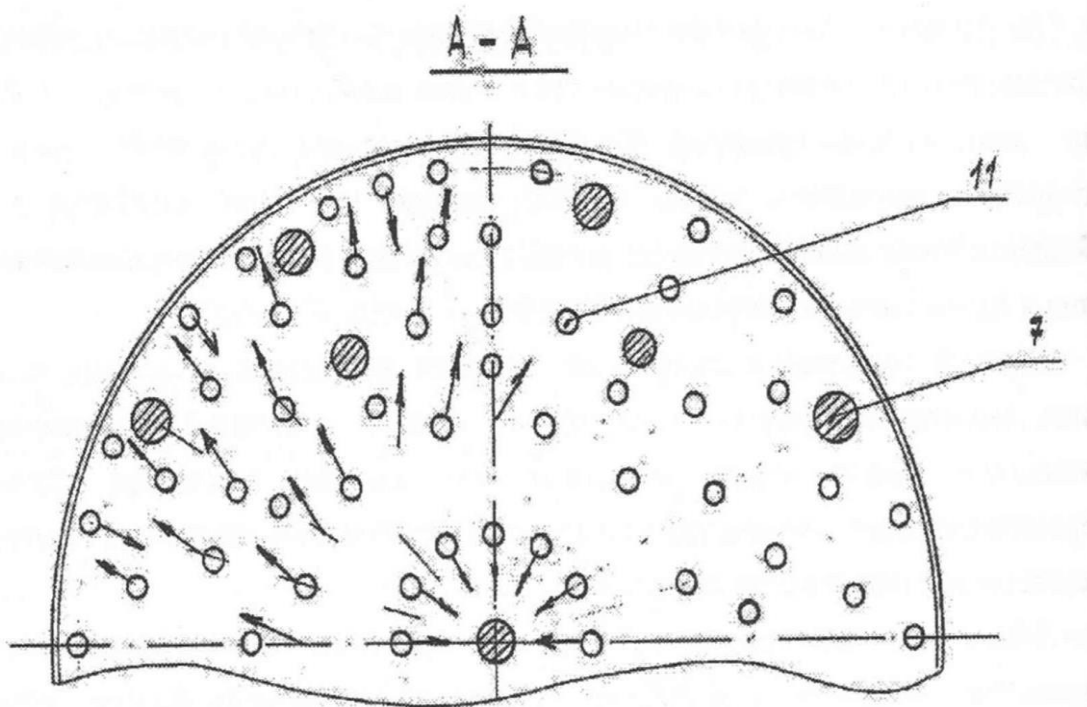


Рисунок 1.7- Расположение основного оборудования устройства для размыва донных отложений на резервуаре

Схема расположения основного оборудования устройства для размыва донных отложений нефти или нефтепродуктов в резервуаре с плавающей крышей показана на рисунках 1.6. и 1.7.

Предлагаемый резервуар содержит цилиндрический корпус 1 с днищем 2 и стационарной крышей 3, плавающую крышу 4 с уплотняющим затвором 5 и скребками 6, устройство для размыва донных отложений в резервуаре. Это устройство содержит расположенную на плавающей крыше 4 систему напорных эластичных трубопроводов 7, выполненных из полимерного нефтехимостойкого материала. Система трубопроводов 7 соединена с помощью эластичного высоконапорного рукава 8, подвешенного в центре резервуара под куполом стационарной крыши 3 и выведенного за пределы резервуара, с насосом 9, врезанным в подающий нефтепровод 10. В плавающей крыше 4 смонтированы люки 11, расположенные в шахматном порядке. В люки 11 опущены полимерные нефтехимостойкие или сильфонные трубы 12, закрепленные с помощью фланцев 13 на плавающей крыше 4. Верхние концы труб 12 соединены с системой трубопроводов 7, а на нижних концах и по длине трубы 12 имеют размывочные форсунки 14 сферической или цилиндрической формы. Кроме того, трубы 12 подвешены при помощи синтетических тросов 15 к плавающей крыше 4 под углами,

которые обеспечивают распространение размывающих струй по кругу с перекрытием поверхности днища 2 резервуара таким образом, чтобы не оставалось «мертвых зон». Снизу плавающая крыша 4 имеет выдвижные эластичные пневмоопоры 16.

- Принцип действия

При выкачивании нефти или нефтепродукта плавающая крыша 4 опускается к днищу 2 резервуара. В момент, когда размывающие форсунки 14 находятся на расстоянии, достаточном для достижения их струями днища 2, включается насос 9. Размыв продолжается до максимальной точки опускания плавающей крыши 4 (до касания эластичными пневмоопорами 16 днища 2 резервуара) и продолжается в течение всего периода нахождения плавающей крыши 4 в этом положении и до ее подъема до уровня, когда струи размывающих форсунок 14 уже не достигают днища 2 резервуара. В период размыва донных отложений производится выкачивание нефтепродукта с осадками. Такой процесс размыва донных отложений отличается большой интенсивностью, время размыва достаточно велико. Расчетная ритмичность включения насоса 9 не позволяет скапливаться донным отложениям, что, в свою очередь, сохраняет постоянным рабочий объем резервуара, предохраняет днище 2 резервуара от коррозионного разрушения и снижает периодичность ремонтных работ.

Устройство размыва донных отложений можно использовать также для пожаротушения. В этом случае система трубопроводов 7 и трубы 12 выполняются из огнеупорных материалов. С помощью устройства размыва донных отложений можно оперативно подавать под плавающую крышу 4 охлажденный инертный газ с пеной под необходимым давлением.

2. Техничко – экономический расчет

В данной части проекта произведем расчеты по образованию донного осадка для различных вариантов. Найдем зависимости по скорости образования для разных уровней разлива нефти в резервуаре. Приведем сопоставление по затратам на перемешивание донного осадка различными методами перемешивания (СПВК, «Тайфун») и приведем технико-экономические обоснования по замене системы размыва донных отложений СПВК на систему «Тайфун».

На ГНПС Павлодар принимают, хранят и перекачивают нефть сибирских нефтяных месторождений России. Средние показатели по нефти $\rho = 845 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 20 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. Используем систему размыва донных отложений СПВК с размерами сопла: $r_0 = 0,055 \text{ м}$; $d_n = 0,11 \text{ м}$; $b_0 = 0,02 \text{ м}$.

Расчет по затратам на использование системы СПВК

За исходные расчеты примем различные варианты уровней разлива и простоя резервуара без перемешивания донных осадков:

Вариант 1: уровень разлива в резервуаре 2 метра и резервуар не подвергался очистке от донных отложений 2 года;

Вариант 2: уровень разлива в резервуаре 2 метра и резервуар не подвергался очистке от донных отложений 1 год;

Вариант 3: уровень разлива в резервуаре 2 метра и резервуар не подвергался очистке от донных отложений 0,5 года;

Вариант 4: уровень разлива в резервуаре 2 метра и резервуар не подвергался очистке от донных отложений 3 месяца;

Данные по резервуару РВСП - 20000:

Диаметр резервуара $D_p = 45,6$;

Высота резервуара $H_p = 11,92 \text{ м}$;

Коэффициент использования резервуара $\eta_p = 0,83$;

Оборачиваемость резервуара $n = 50 \frac{1}{\text{год}}$.

Вариант 1:

1. Найдем площадь днища резервуара по формуле:

$$F_p = \frac{\pi}{4} \cdot D_p^2, \quad (3.1)$$

$$F_p = \frac{3,14}{4} \cdot 45,6^2 = 1632,3 \text{ м}^2$$

2. Масса осадка, накопленного в резервуаре к моменту времени $\tau = 2 \text{ года}$, рассчитывается по формуле:

$$M_0 = C_{op} \cdot F_p \cdot H_p \cdot \eta_p \cdot n_{об} \cdot \tau, \quad (3.2)$$

где C_{op} - массовая концентрация взвеси, выпадающей в осадок, принимается равным $C_{op} = (0,1...2) \cdot 10^{-3}$, для расчетов принимаем $C_{op} = 10^{-3}$;

F_p, H_p - соответственно площадь сечения и высота резервуара;

η_p - коэффициент его заполнения;

ρ_n - плотность нефти;

$n_{об}$ - коэффициент оборачиваемости резервуара.

$$M_0 = 10^{-3} \cdot 1632,3 \cdot 11,92 \cdot 0,83 \cdot 845 \cdot 50 \cdot 2 = 1364675 \text{ кг} - \text{В1};$$

$$M_0 = 10^{-3} \cdot 1632,3 \cdot 11,92 \cdot 0,83 \cdot 845 \cdot 50 \cdot 1 = 6823375 \text{ кг} - \text{В2};$$

$$M_0 = 10^{-3} \cdot 1632,3 \cdot 11,92 \cdot 0,83 \cdot 845 \cdot 50 \cdot 0,5 = 341168,75 \text{ кг} - \text{В3};$$

$$M_0 = 10^{-3} \cdot 1632,3 \cdot 11,92 \cdot 0,83 \cdot 845 \cdot 50 \cdot 0,25 = 170584,38 \text{ кг} - \text{В4}.$$

3. Объем отложений рассчитывается по формуле:

$$V_0 = \frac{M_0}{\rho_0}, \quad (3.3)$$

где ρ_0 - плотность отложений, принимаем $\rho_0 = 885 \text{ кг/м}^3$

$$V_0 = \frac{1364675}{885} = 1542 \text{ м}^3 - \text{В1};$$

$$V_0 = \frac{1364675}{885} = 771 \text{ м}^3 - \text{В2};$$

$$V_0 = \frac{1364675}{885} = 385,5 \text{ м}^3 - \text{В3};$$

$$V_0 = \frac{1364675}{885} = 192,75 \text{ м}^3 - \text{В4}.$$

4. Высота осадка в резервуаре рассчитывается по формуле:

$$h_0 = \frac{V_0}{F_p}, \quad (3.4)$$

$$h_0 = \frac{1542}{1632,3} = 0,945_m - B1;$$

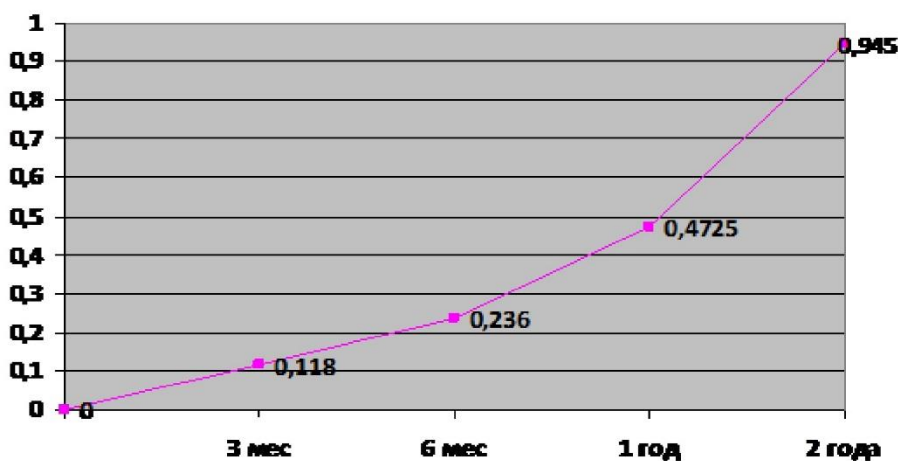
$$h_0 = \frac{1542}{1632,3} = 0,4725_m - B2;$$

$$h_0 = \frac{1542}{1632,3} = 0,236_m - B3;$$

$$h_0 = \frac{1542}{1632,3} = 0,118_m - B4.$$

Произведенные вычисления по всем вариантам сведем воедино и отобразим на графике 2.1

График 2.1 - Образование донного осадка в зависимости от времени использования резервуара



5. Дальнейший расчет является технико-экономическим, так как нам требуется определить затраты на применение системы СПВК-300. На ГНПС Павлодар установлена система СПВК-300 с числом сопел, равным 6 штукам, $n_c = 6$. Произведем расчет затрат на одну очистку резервуара.

Применение систем перемешивания донных отложений по требованиям РД подразумевает их использование при скоплении донного осадка высотой более 10 см. Исходя из этого, все данные для расчетов принимаем по варианту 4, т.к. скопление донного осадка за период в 3 месяца составляет 11,2 см. Производить расчет при различных разливах нефти в резервуаре не имеет смысла, т.к. изменится только необходимая напор насосов для подачи нефти в резервуар и это изменение будет только в пределах высоты резервуара $H_p = 11,92_m$.

6. Необходимый радиус действия одного сопла рассчитываем по формуле:

$$R_c = \begin{cases} 0,5D_p & \text{при } n_c = 1, \\ \frac{D_p}{4 \cdot \cos \frac{\pi}{n_c}} & \text{при } n_c \geq 3, \end{cases} \quad (3.5)$$

$$R_c = \frac{45,6}{4 \cdot \cos \frac{3,14}{6}} = 13,2 \text{ м.}$$

7. Первое приближение скорости истечения нефти из сопла ω_0 рассчитываются по формуле:

$$\omega_0 = 0,252 \cdot \frac{\omega_{min} \cdot R_c}{\delta_\tau \sqrt{b_0 \cdot r_0}}, \quad (3.6)$$

где ω_{min} - минимально необходимая скорость для взвешивания парафиновых частиц, $\omega_{min} = 0,2 \text{ м/с}$;

δ_τ - поправка, учитывающая трение веерной струи о днище резервуара, принимаем $\delta_\tau = 1$.

$$\omega_0^{(1)} = 0,252 \cdot \frac{0,2 \cdot 13,2}{\sqrt{0,02 \cdot 0,055}} = 20,1 \text{ м/с}.$$

8. Первое приближение числа Рейнольдса при истечении нефти из веерного сопла рассчитывается по формуле:

$$Re_0 = \frac{\omega_0 \sqrt{b_0 \cdot r_0}}{\nu}, \quad (3.7)$$

где b_0 - высота кольцевой щели веерного сопла;

ν - кинематическая вязкость нефти, используемой для взвешивания осадка.

Таблица 2.1 – Условный диаметр сопла

Коэффициенты	Условный диаметр сопла, мм	
	100	350
r_0	0,055	0,175
d_n	0,11	0,265

$$Re_0^{(1)} = \frac{20,1 \cdot \sqrt{0,02 \cdot 0,055}}{20 \cdot 10^{-6}} = 33332.$$

9. Поправка, учитывающая трение веерной струи о днище резервуара

рассчитывается по формуле:

$$\delta_r = \sqrt{1 - 0,875 \cdot Re_0^{-0,25} \cdot \ln \frac{Re}{r_0}}, \quad (3.8)$$
$$\delta_r^{(1)} = \sqrt{1 - 0,875 \cdot 33332^{-0,25} \cdot \ln \frac{13,2}{0,055}} = 0,803.$$

10. Второе приближение скорости истечения нефти из сопла с учетом поправки на трение:

$$\omega_0^{(2)} = 0,252 \cdot \frac{0,2 \cdot 13,2}{0,803 \cdot \sqrt{0,02 \cdot 0,055}} = 25 \text{ м/с}.$$

Отклонение $\omega_0^{(2)}$ от $\omega_0^{(1)}$ составляет

$$\frac{25 - 20,1}{25} \cdot 100\% = 19,6\%,$$

Что выходит за пределы допустимой погрешности (5%) инженерных расчетов, то величину скорости истечения ω_0 необходимо уточнить.

11. Найдем второе приближение величин Re_0 и δ_r :

$$Re_0^{(2)} = \frac{25 \cdot \sqrt{0,02 \cdot 0,055}}{20 \cdot 10^{-6}} = 41458,$$
$$\delta_r^{(2)} = \sqrt{1 - 0,875 \cdot 41458^{-0,25} \cdot \ln \frac{13,2}{0,055}} = 0,816.$$

12. Третье приближение скорости истечения нефти из сопла:

$$\omega_0^{(3)} = 0,252 \cdot \frac{0,2 \cdot 13,2}{0,816 \cdot \sqrt{0,02 \cdot 0,055}} = 24,6 \text{ м/с}.$$

Отклонение $\omega_0^{(3)}$ от $\omega_0^{(2)}$ составляет

$$\left| \frac{24,6 - 25}{24,6} \right| \cdot 100\% = 1,7\%.$$

Что находится в пределах допустимой погрешности в 5%. Далее будем использовать величину $\omega_0 = 24,6 \text{ м/с}$.

13. Необходимый расход нефти, подаваемой насосом к верным соплам,

рассчитывается по формуле:

$$Q_H = 2\pi \cdot \omega_0 \cdot b_0 \cdot r_0 \cdot n_c, \quad (3.9)$$

$$Q_H = 2 \cdot 3,14 \cdot 24,6 \cdot 0,02 \cdot 0,055 \cdot 6 = 1,02 \frac{M^3}{c}.$$

14. Число Рейнольдса для сопла рассчитывается по формуле:

$$Re_c = \frac{\omega_0 \cdot b_0}{\nu}, \quad (3.10)$$

$$Re_c = \frac{24,6 \cdot 0,02}{20 \cdot 10^{-6}} = 24600.$$

15. Коэффициент расхода сопла рассчитывается по формуле:

$$\mu_c = 0,68 \cdot Re_c^{0,02} \cdot \left(\frac{d_n}{b_0}\right)^{0,07} \cdot \left(\frac{r_3}{d_n}\right)^{0,05}, \quad (3.11)$$

где d_n - диаметр корпуса сопла;

r_3 - радиус скругления выходных кромок, $r_3 = (0,01...0,15)d_n$;

$H_{тр.в}$, $H_{тр.н}$ - потери насоса соответственно во внутриврезервуарной и внерезервуарной трубопроводной обвязке.

При расчете $H_{тр.в}$ учитываем, что сначала нефть с расходом Q_H подается к центру резервуара, а затем с расходом $\frac{Q_H}{n_c}$ - к каждому из сопел. Величина $H_{тр.н}$ складывается из потерь на трение по длине, а также из потерь на местных сопротивлениях (задвижке и фильтре).

$$\mu_c = 0,68 \cdot 24600^{0,02} \cdot \left(\frac{0,11}{0,02}\right)^{0,07} \cdot 0,075^{0,05} = 0,824.$$

16. Потери напора насоса при истечении нефти через веерное сопло рассчитываются по формуле:

$$H_c = \frac{\omega_0^{(2)}}{2 \cdot g \cdot \mu_c}, \quad (3.12)$$

$$H_c = \frac{24,6^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,824} = 37,4 м.$$

17. Для расчета потерь напора на трение определим диаметры трубопроводов обвязки.

На ГНПС применяются трубопроводы (диаметры внутренние):

– Подводящие трубопроводы $d_{тр.н} = 0,508 м$;

– Внутренние трубопроводы $d_{mp.в} = 0,204 м$

18. Фактические скорости нефти в трубопроводах:

$$V_{mp.в} = \frac{4 \cdot Q_H}{\pi \cdot n_{туб} \cdot d^2}, \quad (3.13)$$

$$V_{mp.в} = \frac{4 \cdot 1,02}{3,14 \cdot 6 \cdot 0,204^2} = 2,16 \text{ м/с},$$

$$V_{mp.н} = \frac{4 \cdot 1,02}{3,14 \cdot 6 \cdot 0,508^2} = 2 \text{ м/с}.$$

19. Числа Рейнольдса в трубопроводах:

$$Re_{mp.в} = \frac{2,16 \cdot 0,317}{20 \cdot 10^{-6}} = 41210,$$

$$Re_{mp.н} = \frac{2 \cdot 0,806}{20 \cdot 10^{-6}} = 80600.$$

20. Относительные шероховатости и переходные числа Рейнольдса:

$$\varepsilon^{(1)} = \frac{K_2}{d}, \quad (3.14)$$

$$Re_I^{(1)} = \frac{10}{\varepsilon}, \quad (3.15)$$

$$Re_{II}^{(1)} = \frac{500}{\varepsilon}, \quad (3.16)$$

$$\varepsilon^{(1)} = \frac{0,3}{204} = 6,43 \cdot 10^{-4},$$

$$Re_I^{(1)} = \frac{10}{6,43 \cdot 10^{-4}} = 15550,$$

$$Re_{II}^{(1)} = \frac{500}{6,43 \cdot 10^{-4}} = 777500,$$

$$\varepsilon^{(2)} = \frac{0,3}{508} = 2,5 \cdot 10^{-4},$$

$$Re_I^{(2)} = \frac{10}{2,5 \cdot 10^{-4}} = 40300,$$

$$Re_{II}^{(2)} = \frac{500}{2,5 \cdot 10^{-4}} = 2015000.$$

21. Так как в обоих случаях $Re_I \langle Re \langle Re_{II}$, то коэффициенты гидравлического сопротивления вычисляем:

$$\lambda_{mp.в} = 0,11 \cdot \left(\varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (3.17)$$

$$\lambda_{mp.6} = 0,11 \cdot \left(6,43 \cdot 10^{-4} + \frac{68}{41210} \right)^{0,25} = 0,024,$$

$$\lambda_{mp.н} = 0,11 \cdot \left(2,5 \cdot 10^{-4} + \frac{68}{80600} \right)^{0,25} = 0,02.$$

22. Потери напора на трение в рассматриваемых трубопроводах рассчитываются:

$$h_{mp.6} = 0,024 \cdot \frac{13,2}{0,204} \cdot \frac{2,16^2}{2 \cdot 9,81} = 0,24 \text{ м},$$

$$h_{mp.н} = 0,02 \cdot \frac{500}{0,508} \cdot \frac{2^2}{2 \cdot 9,81} = 2,53 \text{ м}.$$

23. При числе сопел $n_c = 6$ внутри резервуара наибольший угол исполнения отвода $\alpha = 150^\circ$. Соответственно расчетный коэффициент рассчитывается по формуле для угла отвода, отличного от 90° :

$$k_\alpha = \frac{\alpha}{54,5 + 0,408 \cdot \alpha}, \quad (3.18)$$

$$k_\alpha = \frac{150}{54,5 + 0,408 \cdot 150} = 1,30.$$

Для отвода 90° коэффициент местных сопротивлений рассчитываем по формуле:

$$\xi_{90}^{(1)} = 0,35 + 3,58 \cdot 10^{-3} \cdot \exp[3,56 \cdot 10^{-5} \cdot (150000 - Re)], \quad (3.19)$$

$$\xi_{90}^{(1)} = 0,35 + 3,58 \cdot 10^{-3} \cdot \exp[3,56 \cdot 10^{-5} \cdot (150000 - 41210)] = 0,522.$$

то, следовательно, для отвода 150° по формуле:

$$\xi(\alpha) = \xi_{90} \cdot k_\alpha, \quad (3.20)$$

$$\xi_{150} = 0,522 \cdot 1,30 = 0,68.$$

Таким образом, потери напора на местных сопротивлениях внутри резервуара рассчитываются по формуле:

$$h_{M.C.mp.6} = \xi_{(\alpha)} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}, \quad (3.21)$$

$$h_{M.C.mp.6} = 0,68 \cdot \frac{2,16^2}{2 \cdot 9,81} = 0,162 \text{ м}.$$

24. Во внерезервуарной обвязке имеются следующие местные сопротивления: две задвижки ($\xi = 0,15 \cdot 2 = 0,3$), три отвода 90° , фильтр ($\xi = 2,2$) и

двухлинзовый компенсатор. Рассчитываем для отвода 90° :

$$\xi_{90}^{(2)} = 0,35 + 3,58 \cdot 10^{-3} \cdot \exp[3,56 \cdot 10^{-5} \cdot (150000 - 80600)] = 0,392,$$

а для двухлинзового компенсатора рассчитывается по формуле для $Re < 5 \cdot 10^5$:

$$\xi_{компл} = 0,238 + \frac{14532}{Re}, \quad (3.22)$$

$$\xi_{компл} = 0,238 + \frac{14532}{80600} = 0,42.$$

Следовательно, потери напора на местных сопротивлениях внерезервуарной обвязки составят

$$h_{М.С.тр.н} = \sum \xi \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g}, \quad (3.23)$$

$$h_{М.С.тр.н} = (0,3 + 3 \cdot 0,399 + 2,2 + 0,42) \cdot \frac{2^2}{2 \cdot 9,81} = 0,84 м$$

25. Минимально необходимый напор насоса, используемого для размыва парафиновых отложений, составит сумму всех потерь напоров:

$$H_N = 2 + 37,4 + 0,24 + 0,162 + 2,53 + 0,84 = 43,2 м.$$

На ГНПС Павлодар для внутрипарковых перекачек используется насос 12НДСН с двигателем ВАО2-450-200-4ДУ2. Насос имеет напор в 12 метров и мощность двигателя 450 кВт. Как видно из характеристики насоса, дополнительный расчет для другого уровня взлива в резервуаре не требуется.

26. Требуемая мощность насоса рассчитывается по формуле:

$$N_H = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot H_N}{3600 \cdot \eta_H \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{эл}} \cdot 10^{-3}, \quad (3.24)$$

где η_H - КПД насоса;

$\eta_{мех}$ - КПД механической передачи;

$\eta_{эл}$ - КПД электродвигателя.

Предположим, что $\eta_H \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{эл} \approx 0,8$. Тогда

$$N_H = \frac{3044 \cdot 845 \cdot 9,81 \cdot 43,2}{3600 \cdot 0,8} \cdot 10^{-3} = 378,5 кВт.$$

Приведенный расчет дает с уверенностью утверждать, что используемый

насос имеет большой запас по мощности.

27. Капиталовложения в сопла, трубопроводы и систему размыва.

Общие капиталовложения в систему размыва парафиновых отложений складываются из стоимости сопел, стоимости трубопроводной обвязки (включая трубы, задвижки, фильтры), а также стоимости насоса.

По данным Отдела Эксплуатации ПНУ строительство системы СПВК – 300 обошлось предприятию в перерасчете на цены 2013 года в 7 752 500 тенге.

Из них капиталовложения:

- В сопла – 76 500 тнг;
- Трубопроводы внутренние – 460 000 тнг;
- Трубопроводы наружные, включая задвижки и фильтры – 2 686 000 тнг;
- Насос – 4 530 000 тнг.

Эксплуатационные затраты по системе размыва Э складываются из затрат на амортизацию и текущий ремонт Э₁, а также стоимости электроэнергии Э₂, затраченной на взвешивание осадка в резервуаре. Эти составляющие находятся по формулам:

$$\mathcal{E}_1 = \sum_{i=1}^n K_i \cdot \zeta_i, \quad (3.25)$$

$$\mathcal{E}_2 = N_H \cdot \sigma_{эл} \cdot \tau_6 \cdot n, \quad (3.26)$$

где ζ_i - норматив отчислений на амортизацию и текущий ремонт для i -той составляющей капиталовложений; для внутрирезервуарного оборудования $\zeta_i = 0,085 \text{ 1/год}$; для насосного агрегата $\zeta_i = 0,203 \text{ 1/год}$; для внерезервуарного оборудования $\zeta_i = 0,131 \text{ 1/год}$;

$\sigma_{эл}$ - стоимость электроэнергии;

τ_6 - продолжительность полного взвешивания осадка в резервуаре;

n - количество размывов донных отложений в год (1 раз в 3 мес $n = 4$).

Для плотного парафинового осадка

$$\tau_6 = \frac{2F_c}{A_l} \cdot h_0^{0.5}, \quad (3.27)$$

где F_c – площадь днища, охваченная движением веерных струй,

A_l – расчетный коэффициент.

$$F_c = \pi \cdot R_c^2 \cdot n_c, \quad (3.28)$$

$$A_l = \frac{5,53 \cdot 10^{-5}}{K_l} \cdot \omega_0 (g_0 \cdot r_0)^{0.25} \cdot (K_1 \cdot R_c)^{0.9} \cdot n_c, \quad (3.29)$$

где K_l – коэффициент, величина которого зависит от дисперсности

парафиновых частиц, $0 < K_1 < 10^{-3} \text{ 1/м}$, принимаем $0,5 \cdot 10^{-3} \text{ 1/м}$.

28. Затраты на амортизацию и текущий ремонт:

$$\mathcal{E}_1 = (76500 + 460000) \cdot 0,085 + 2686000 \cdot 0,131 + 4530000 \cdot 0,203 = 668180 \text{ тнз/год}.$$

29. Предположим, что осадок плотный. Тогда расчетный коэффициент рассчитывается:

$$A_1 = \frac{5,53 \cdot 10^{-5}}{0,5 \cdot 10^{-3}} \cdot 24,6 \cdot (0,02 \cdot 0,055)^{0,25} \cdot (0,5 \cdot 10^{-3} \cdot 13,2)^{0,9} \cdot 6 = 0,0324 \text{ с/м}^{2,5}.$$

30. Продолжительность полного взвешивания парафинового осадка рассчитывается:

$$\tau_6 = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 13,2^2 \cdot 6}{0,0324} \cdot 0,945^{0,5} = 196983 \text{ с} = 54,72 \text{ ч}.$$

31. Стоимость электроэнергии, потребляемой на взвешивание осадка, с учетом используемого двигателя насоса мощностью в 450 кВт и плата за установленную мощность рассчитываются:

$$\mathcal{E}_2 = 450 \cdot 17,4 \cdot 54,72 \cdot 4 = 1713830,4 \text{ тнз/год}.$$

32. Приведенные годовые затраты на зачистку резервуара рассчитывается по формуле:

$$П = \sum \mathcal{E}, \quad (3.30)$$

где \mathcal{E} – эксплуатационные расходы на систему;

$$П = 668180 + 1713830,4 = 2382010,4 \text{ тнз/год}.$$

Для удобства все результаты расчетов приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчетов

Расчетные величины	
Радиус действия сопла $R_c, \text{ м}$	13,2
Скорость истечения нефти из сопла $\omega_0, \text{ м/с}$	24,6
Поправка δ_r	0,816

Число Рейнольдса при истечении нефти из сопла Re_0		41458
Расход нефти подаваемый к верным соплам $Q_H, \frac{м^3}{с}$		1,02
Число Рейнольдса для сопла Re_c		24600
Коэффициент расхода сопла μ_c		0,824
Потери напора при истечении через сопло $H_c, м$		37,4
Диаметры трубопроводной обвязки, м	$d_{тр.в}$	0,204
	$d_{тр.н}$	0,508
Скорости нефти в трубопроводной обвязке, м	$V_{тр.в}$	2,16
	$V_{тр.н}$	2
Число Рейнольдса	$Re_{тр.в}$	41210
	$Re_{тр.н}$	80600
Коэффициенты гидравлического сопротивления	$\lambda_{тр.в}$	0,024
	$\lambda_{тр.н}$	0,02
Потери напора, м	$h_{тр.в}$	0,24
	$h_{тр.н}$	2,53
Коэффициент K_σ		1,3
Потери на местные сопротивления, м	$h_{М.С.тр.в}$	0,162
	$h_{М.С.тр.н}$	0,84
Необходимый напор насоса $H_H, м$		43,2
Мощность насоса $N_H, кВт$		750
Капиталовложения в систему К, тнг		7752500
Затраты на амортизацию и текущий ремонт $\mathcal{E}_1, \frac{тнг}{год}$		668180
Коэффициент A_1		0,0324
Время полного взвешивания осадка $\tau_\theta, ч$		54,72
Стоимость электроэнергии, затрачиваемой на взвешивание осадка, и плата за установленную мощность $\frac{тнг}{год}$		67497,6
Приведенные годовые затраты П, $\frac{тнг}{год}$		2382010,4

Таким образом, из всех выше приведенных расчётов видно, что ежегодно на размыв донных осадков тратится 2382010,4 тенге.

3. Экономическая часть

3.1 Расчет стоимости оборудования

Составляем перечень оборудования, необходимого для модернизации ГНПС Павлодар посредством внедрения устройств размыва донных отложений типа «Тайфун» на ГНПС. Тип и характеристики оборудования определяется на основании расчетов основной части дипломного проекта.

Определение затрат на оборудование производится по фактической стоимости приобретения, т.е. по рыночным ценам с учетом транспортно-заготовительных расходов и затрат на установку и монтаж оборудования. Рыночные цены на оборудование представлены согласно прайс-листам на «Тайфун - 28» завода - изготовителя. Результаты расчетов оформлены в виде таблицы 3.1.

Таблица 3.1 - Необходимое оборудование и затраты на обслуживающие работы

№	Наименование статьи затрат	Ед. изм.	Кол-во	Рын. цена за ед., тыс. тнг/ В % от рын.цены	Стоимость, тыс. тнг.
1	Оборудование				
1.1	«Тайфун - 28»	Шт.	1	1 450	1 450
2	Обслуживающие работы				
2.1	Подготовительные	дни	3	5	72,5
2.2	Монтаж	дни	2	10	145
2.3	пуско-наладочные	дни	1	5	72,5
	Итого:		6		1 740

3.2 Расчет численности работников и затрат на основную и дополнительную заработную плату

Для каждого этапа работы определяется необходимое количество работников и их квалификация. Для проведения мероприятий по модернизации необходимы работники, работающие в 1 смену. Данные отражены в таблицах 3.2 и 3.3.

Таблица 3.2 - Численность основных производственных рабочих

№ п/п	Профессия	Разряд	Кол-во чел.
1.	Слесарь	6	2
2.	Слесарь-электрик	6	1
3.	Водитель	5	1
4.	Крановщик	5	1
	Итого:	-	5

Таблица 3.3 - Расчет численности административного и управленческого персонала (АУП)

№ п/п	Должность	разряд	Количество штатных единиц
1.	Бригадир	14	1
2.	Ст. инженер-технолог	18	1
Итого			2

Расчет заработной платы осуществляется на основе рассчитанной окончательной численности основных рабочих

В данном виде используется повременная форма оплаты труда.

Для удобства расчетов следует считать, что оплата выполненной работы производится по договору, который заключается отдельно на разработку каждого проекта. Для определения расходов на заработную плату, необходимо, кроме затрат труда знать тарифную ставку. Основу оплаты труда на предприятии обычно составляет тарифная сетка. Для расчета затрат на заработную плату предприятиям рекомендуется использовать Единую тарифную сетку, в которую вписан весь каталог действующих профессий и должностей по разрядам. Отнесение работников к той или иной квалификационно-должностной группе основывается в сетке на сложности их труда.

Рассчитывается размер должностного оклада по формуле:

$$\text{Оклад} = \text{МЗП} \cdot K_{\text{тар}}, \quad (3.32)$$

Где МЗП – минимальная заработная плата (с 01.01.2019 г. = 42500 тг);

$K_{\text{тар}}$ – тарифный коэффициент, устанавливается в соответствии с ЕТС РК.

Тарифные коэффициенты $K_{\text{тар}}$ определяются по следующей тарифной сетке, представленной в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Тарифная сетка

Разряд	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тариф	1,00	1,04	1,09	1,142	1,268	1,407	1,546	1,699	1,866
Разряд	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Тариф	2,047	2,242	2,423	2,618	2,813	3,036	3,259	3,51	4,5

Произведем расчет часовых тарифных ставок в следующей таблице:

Таблица 3.5 - Значения тарифных ставок (тенге)

Разряд	1	2	3	4	5
Тарифная ставка	42500	44200	46325	48525	53890
Разряд	6	12	14	16	18
Тарифная ставка	59798	102978	119553	138508	191250

При расчете фонда заработной платы учитываем:

а) премия - 50%;

б) доплата за вредные условия труда условно принимается: 35% - для основных рабочих и 30% - для административного и управленческого персонала.

Размер премии определяется по формуле:

$$Z_{\text{прем}} = 0,5 \cdot Z_{\text{тар}}; \quad (3.33)$$

Доплата за вредные условия труда:

$$Z_{\text{дон}} = 0,35 \cdot Z_{\text{тар}} - \text{для основных рабочих}$$

$$Z_{дон} = 0,3 \cdot Z_{тар} - \text{для АУП}$$

Данные для расчетов вносим в таблицы 2.9 и 2.10.

Также рассчитываем среднемесячную заработную плату. Это необходимо для определения размера подлежащего к уплате социального налога. Данные по среднемесячной заработной плате рассчитываем после соответствующей таблицы.

Кроме того, Компанией предусмотрены гарантии и компенсационные выплаты для работников, направляемых в командировки. Данные выплаты составляют 100% от оклада сотрудника.

Таблица 3.6 - Расчет ФЗП основных рабочих (тенге)

Профессия	Раз ряд	Числ	Тарифный фонд зар. платы	Доплаты			Зар.плата на 1 чел.	Зар.плата, всего
				Премия	усл.труд	ком-ка		
Слесарь	6	1	59798	89697	20929	59798	230222	230222
Слесарь	5	2	53890	80835	18862	53890	207477	414954
Слесарь-электрик	6	1	59798	89697	20929	59798	230222	230222
Водитель	5	1	53890	80835	18862	53890	207477	207477
Крановщик	5	1	53890	80835	18862	53890	207477	207477
Итого		6						1 290 352

Учитывая, что данный вид работ будет произведен в срок 6 дней, привлеченным работникам за эту работу будет выплачено (с учетом 21 рабочего дня в месяц)

$$Z_{общ} = \frac{529450}{21} \cdot 6 = 151271 \text{ тенге.}$$

Таблица 3.7 - Расчет ФЗП АУП (тенге)

Профессия	Раз ряд	Численность	Тарифный фонд зар. платы	Доплаты			Зар.плата
				премия	за усл.труда	итого	
Бригадир	14	1	119553	59776	41844	179330	400503
Ст. инженер-технолог	18	1	191250	95625	66938	78475	432288
Итого		2					832

							791
--	--	--	--	--	--	--	-----

$$Z_{\text{общ}} = \frac{484612}{21} \cdot 6 = 138460 \text{ тенге}$$

3.3 Расчет величины амортизационных отчислений

На основе данных о стоимости оборудования производятся расчеты эксплуатационных расходов. Эксплуатационные расходы включают в себя амортизационные отчисления.

Амортизационные отчисления являются составной частью затрат на производство продукции и входят в ее себестоимость. Расчет амортизации следует производить методом равномерного списания стоимости для всех видов основных средств, норму амортизации принимать в размере, определенном в Налоговом кодексе РК.

Согласно Налоговому кодексу РК, с 1.01.2004г., норма годовых отчислений на амортизацию и ремонт для устройств типа «Тайфун - 28», как для внерезервуарного оборудования $\zeta_i = 0,131 \text{ 1/год}$.

Размер годовых отчислений на амортизацию и ремонт рассчитывается по формуле 3.25:

$$Э_1 = 1740000 \cdot 0,131 = 227940 \text{ тенге}$$

3.4 Расчет сметы расходов по объекту (цеховые)

Цеховые расходы представляют собой все расходы, связанные с обслуживанием, содержанием и управлением цеха.

Сюда входят:

1. Основная и дополнительная заработная плата АУП.
2. Основная и дополнительная зарплата основных рабочих.
3. Отчисления от зарплаты – 17% (обязательные пенсионные отчисления – 10%, соц.отчисления – 3%, страхование – 4%)
4. Расходы на охрану труда и ТБ – расходы на спецодежду и спец. Обувь принимаются в размере 8 % от зарплаты.
5. Прочие неучтенные расходы – 10% от зарплаты.

Расчет сметы расходов по объекту представлен в таблице 2.11.

Таблица 3.8 - Смета цеховых расходов, в тенге

№ п/п	Наименование статьи расходов	Значение
1	Основная и дополнительная заработная плата АУП	138460
2	Основная и дополнительная заработная плата основных рабочих	151271
	Итого	289731
3	Отчисления от оплаты труда	49254
4	Расходы на охрану труда и технику безопасности	23178
5	Амортизация и ремонт оборудования	227940
6	Прочие неучтенные расходы	28973
	ИТОГО цеховые расходы	619076

Полученную величину цеховых расходов включаем в калькуляцию себестоимости.

3.5 Составление сметы затрат на оборудование, необходимого для модернизации путем внедрения устройства размыва донных отложений типа «Тайфун - 28» в резервуаре №6 на ГНПС Павлодар

Смета затрат – общий свод плановых затрат предприятия в денежном выражении на выполнение работ.

Состав затрат, включаемых в себестоимость и учитываемых при определении налогооблагаемого дохода, определяется законодательством. Может включать в себя расходы на материалы, заработную плату, накладные расходы.

Производственная себестоимость – затраты, непосредственно связанные с выполнением данного вида работ.

Полная себестоимость – включает производственную себестоимость, административные (12% от зарплаты) и управленческие расходы (10% от зарплаты).

Результаты расчетов статей затрат оформляются в виде таблицы 2.12.

Таблица 3.9 - Сметы затрат на модернизацию ГНПС Павлодар

№ п/п	Наименование статей	Сумма, тенге
1	Материальные затраты: покупное оборудование	1450000
2	Обслуживающие работы	290000
	Итого капиталовложения:	1740000
3	Основная и дополнительная заработная плата основных рабочих и АУП	289731
4	Отчисления от заработной платы специалистов	101405
5	Амортизация оборудования	227940
6	Прочие неучтенные расходы	28973
	Производственная себестоимость	2359076
7	Административные расходы	34768
8	Управленческие расходы	28973
	Итого полная себестоимость	2422817

3.6 Техничко-экономические показатели проекта

К технико-экономическим показателям производства относятся мощность производства, себестоимость единицы продукции, прибыль, производительность труда, срок окупаемости капитальных вложений, фондоотдача. Сравнивая расчетные показатели с показателями действующего производства, можно судить об экономической эффективности работы.

Необходимо отметить, что при демонтаже старого оборудования образуется лом черного металла в размере 2,5 тонн.

Прибыль предприятия, с учетом самовывоза закупающей перерабатывающей организации (по прайс – листу ТОО «ВторЧермет», г. Павлодар), составит 21 000 тенге за тонну металла. Таким образом, валовая прибыль предприятия, полученная, в результате сбыта демонтируемого оборудования составит:

$$ВП_{металл} = 2,5 \cdot 21000 = 52500 \text{ тенге.}$$

Использование устройства «Тайфун - 28» повлияет на изменение

эксплуатационных затрат только по элементу «Затраты на электроэнергию».

Изменение эксплуатационных затрат рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}^* = \mathcal{E}_{2стар} - \mathcal{E}_{2нов}, \quad (3.34)$$

Где $\mathcal{E}_{2стар}$ - Затраты на электроэнергию демонтируемого оборудования;
 $\mathcal{E}_{2нов}$ - Затраты на электроэнергию вводимого оборудования.

Затраты на электроэнергию для вводимого оборудования «Тайфун- 28» в год рассчитываются по формуле:

$$\mathcal{E}_2 = b \cdot \tau \cdot c \cdot W \quad (3.35)$$

Где b – количество включений оборудования в году;
 τ - количество рабочих часов оборудования, ч.;
 c - стоимость 1 кВт·часа электроэнергии, тенге;
 W - мощность рабочего оборудования, кВт.

Для предотвращения образования донного осадка достаточно запускать устройство «Тайфун - 28» один раз в три месяца на период в 7 часов (по данным завода-изготовителя), когда образуется осадок более 10 см.

Следовательно

$$\mathcal{E}_{2нов} = 4 \cdot 7 \cdot 17,4 \cdot 18,5 = 9014 \text{ тенге.}$$

Затраты на электроэнергию демонтируемого оборудования «СПВК -300» во время его использования:

$$\mathcal{E}_2 = 450 \cdot 17,4 \cdot 54,72 \cdot 4 = 1713830 \text{ тенге}$$

Таким образом, экономия предприятия только на эл.энергию составит

$$\mathcal{E}^* = 1713830 - 9014 = 1704816 \text{ тенге.}$$

Необходимо также учесть, что экономия увеличится единовременно за счет валовой прибыли предприятия, полученной, в результате сбыта демонтируемого оборудования:

$$\text{Эконом}_{год общ} = 1704816 + 52500 = 1757316 \text{ тенге.}$$

Определим рентабельность капитальных вложений

$$P_{\phi} = \frac{ПЗ_{после}}{ПЗ_{до}} \times 100\%, \quad (3.36)$$

где $ПЗ_{после}$ – приведенные затраты на оборудование после реконструкции, равны цеховые расходы+ \mathcal{E}_2

$ПЗ_{до}$ – приведенные годовые затраты до реконструкции (из таб. 3.2).

$$P_{\phi} = \left(\frac{619076}{2382010} \right) \cdot 100\% = 25,99 \%$$

Срок окупаемости капитальных вложений составит:

$$T = \frac{\text{Полная себестоимость} - ВП_{металл}}{\mathcal{E}^*} \quad (3.37)$$

$$T = \frac{2422817 - 52500}{1704816} = 1,4 \text{ года}$$

Технико-экономические показатели проекта представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 - Технико - экономические показатели проекта

№ п/п	Показатели	Ед. измерения	Числ. показатели
1	Капиталовложения	тыс. тенге	2422817
2	Экономия годовая по эл.энергии	тыс. тенге	1704816
3	Рентабельность	%	25,99
4	Срок окупаемости	год	1,4

Учитывая все доводы и аспекты, а также выше приведенные расчеты, приходим к выводу, что вложение финансовых средств на модернизацию целесообразно вследствие многих причин.

Улучшение технико-экономических показателей на модернизируемом участке ГНПС Павлодар, по сравнению с действующим оборудованием, должно достичь за счет:

- использования более экономичных технологических режимов;
- снижения производственных затрат на электроэнергию за счет предусмотренных проектом мер по модернизации участка;
- повышение эффективности размыва донных отложений, обеспечение удобства, безопасности, оперативности ремонта и обслуживания резервуара;
- полное устранение дополнительной нагрузки на нефтепровод при

транспортировке нефти по линии Омск – Павлодар, т.е. устранение аварийных ситуаций на этом участке нефтепровода вследствие отсутствия добавочного давления на нефтепровод.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ТАБЛИЦА АНАЛОГИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

№ п/п	Наименование параметра	«Тайфун 20»	«Тайфун 28»	«Дельфин 24»	«Диоген 24»
1	Максимальный диаметр, дюйм	20	24	22	24
2	Скорость вращения пропеллера, об/мин	690	690	690	690
4	Максимальный угол поворота вала пропеллера в горизонтальной плоскости, угл.град.	60	60	60	60
5	Время поворота вала пропеллера в пределах 60°, ч	3,5	5	4	3,5
6	Питающее напряжение, В	380	380	380	380
7	Потребляемая мощность, кВт	15	18,5	15	18,5
10	Длина	800	700	1000	900
11	Ширина	900	1000	800	750
12	Высота	20	20	30	20
13	Масса, кг	350	380	350	400
14	Стоимость	1400000	1450 000	1700 000	1600 000

Заключение

В дипломном проекте по повышению эффективности эксплуатации резервуарного парка ГНПС Павлодар рассмотрены и описаны устройства по размыву донных отложений устройствами СПВК – 300 и «Тайфун - 28». Рассмотрено местоположение объекта, климатические характеристики района реконструкции, а также характеристики основных объектов ГНПС. Рассчитана и показана графически скорость образования донных отложений нефти в резервуаре РВСП – 20000. Произведены расчеты по затратам предприятия «КазТрансОйл» при использовании каждого из устройств. Приведено обоснование замены устройства СПВК – 300, установленного на резервуаре на устройство размыва донных отложений «Тайфун - 28». Произведен расчет по окупаемости проекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Указ Президента Республики Казахстан «О нефти» от 28.06.1995г., №2350.
2. Закон Республики Казахстан «О пожарной безопасности» от 22.11.1996г., № 48-1 ЗРК.
3. Закон Республики Казахстан «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера» от 5.07.1996г.
4. Закон Республики Казахстан «Об охране окружающей среды» от 15.07.1997г., №160-1.
5. Закон Республики Казахстан «Об охране труда» от 22.01.1992г.
6. Положение о Департаменте по государственному надзору за чрезвычайными ситуациями, техническому и горному надзору Агентства Республики Казахстан по чрезвычайным ситуациям (утверждено председателем Агентства РК по ЧС 26 мая 1999г.).
7. СН РК В 3.1.1-98 «Нормы оборудования зданий и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре».
8. РД РК 39-018-02 «Положение о единой системе организации по охране труда в АО «КазТрансОйл», – Астана, 2002.
9. РД РК 39-050-02 «Единый сборник инструкций по технической и пожарной безопасности для работников производственных подразделений филиалов АО «КазТрансОйл», – Астана, 2002.
10. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.
11. Афанасьев В. А., Березин В. Л. Сооружение газохранилищ и нефтебаз: Учебник для вузов. - М.: Недра,