

ТОО «КЭСО Отан - Тараз»

ПРОЕКТ
нормативов допустимых сбросов
НДС

ТОО «Амангельдинский ГПЗ»

РАЗРАБОТАЛ
Директор
ТОО «КЭСО Отан - Тараз»



Назарбеков Е.Б.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ТОО «Амангельдинский ГПЗ»



Измагамбетов Н.С.

г. Тараз

СОДЕРЖАНИЯ

АННОТАЦИЯ	4
ВВЕДЕНИЕ	6
РАЗДЕЛ 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	7
1.1. Географическое и административное положение	7
РАЗДЕЛ 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ	9
2.1. Краткая характеристика производства и технологического оборудования	9
2.2. Оценка степени применяемой технологии	17
2.3. Краткая характеристик, существующих очистных сооружений	17
На территории УПН-100 установлен блочные локальные очистные сооружения «ЛПВ-3».	17
2.4. Перечень загрязняющих веществ в составе сточных вод	19
2.5. Описания конструкции водовыпускного устройства и инженерных сооружений	20
РАЗДЕЛ 3. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	23
4. ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ	25
4.1. Водоснабжение	25
4.2. Сброс сточных вод	25
РАЗДЕЛ 5. ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОГО РАЗМЕРА САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ (СЗЗ)	29
РАЗДЕЛ 6. НОРМАТИВНЫЕ ПЛАТЕЖИ	30
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	31
РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ	32
План мероприятий по охране окружающей среды на 2017-2026 года	38
РЕЗУЛЬТАТ ИСПЫТАНИЙ СТОЧНЫХ ВОД	42
РАЗРЕШЕНИЕ НА ЭМИССИЮ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	54
ЗАКЛЮЧЕНИЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ	64
САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ	68
ЛИЦЕНЗИЯ НА ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ И УСЛУГ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	71

АННОТАЦИЯ

Проект нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДС) загрязняющих веществ для установки переработки нефти производительностью до 100 тыс. тонн в год ТОО «Амангельдинский ГПЗ».. Проект разработан ТОО «Экологический центр проектирования» государственная лицензия № 01769Р от 29.07.2015 г. Жамбылская область, г. Тараз, ул. Койгельды № 55. на период – с 2027 по 2036 годы.

Целью работы является разработка нормативов предельно-допустимых сбросов загрязняющих веществ с одновременным определением правил приема сточных вод и установлением норм предельно-допустимых сбросов загрязняющих веществ, поступающих со сточными водами на существующие неэкранированные накопители.

Под предельно-допустимым сбросом загрязняющих веществ понимается масса вещества в сточных водах, максимально-допустимая к отведению с установленным режимом в данном пункте в единицу времени с целью обеспечения норм качества воды в контрольных пунктах.

Общие сведения о предприятия

Место расположения предприятия: Жамбылская область Жамбылский район в 20 км северо-западнее границы г. Тараз, вдоль северных склонов предгорья Улкен-Бурыл-Тау хребет «Малый Каратау», с юго-западной стороны от железнодорожной станции Аса, за границей территории НПЗ проходит главный железнодорожный Аса-Каратау и железнодорожный путь Аса-ЖФ ТОО «Казфосфат» (НДФЗ) на балансе филиала АО «НК «КТЖ-Грузовые перевозки».

УПН имеет 1 площадку.

Северной стороне от УПН-100 на расстоянии 186 метров расположена жилая зона, на восточной стороне проходит железнодорожный путь Аса-ЖФ ТОО «Казфосфат» (НДФЗ).

Координаты расположения предприятия:

Северная широта	Восточная долгота
43°03'22,36"	71°13'54,19"
Площадь – 38 га	

Водопотребления и водоотведения

Водоснабжения объекта осуществляется от собственной скважины № Д-2 и Д-3.

Качество холодной и горячей воды, подаваемой на хозяйственно-питьевые нужды, должно соответствовать СТ РК ГОСТ Р 51232.

Общее водопотребление объектов составляет 175,97954 тыс.м³/год, из них на производственные нужды 161,805 тыс.м³/год, на хозяйственно-питьевые нужды 8,76554 тыс.м³/год. Безвозвратное водопотребление и потери воды 133,8787 тыс.м³/год. Обратная вода составляет 4000 тыс.м³/год.

Сброс сточных вод осуществляется в септик с фильтрующим колодцем в объеме 40,43992 тыс.м³/год из них производственные сточные воды составляет 31,6353 тыс.м³/год, хозяйственно-питьевые сточные воды составляет 8,76554 тыс.м³/год.

Обоснование принятого размера санитарно-защитной зоны (СЗЗ)

Согласно санитарно-эпидемиологическому заключению № 276 от 28 октября 2013 года, минимальный санитарный разрыв от очистных сооружений "ЛПВ-3" при расчетной производительности "ЛПВ-3" принят 30 м, что соответствует пункту 2 Приложения 3 к Санитарным правилам "Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям" и "Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов".

Нормативные платежи

В соответствии Законом Республики Казахстан "О республиканском бюджете" на соответствующий год. Согласно Закону "О республиканском бюджете на 2015 - 2017 годы", с 1 января 2017 года размер месячного расчетного показателя (МРП) составил 2 269 тенге.

Величину платы за сбросы загрязняющих веществ составляет 23 693 тенге

Сравнительный анализ

Сбросы сточных вод на 2017-2026 года по водовыпуску № 1 составило 21,40959569 тонны, по водовыпуску № 2 составило 24,28897063 тонны. Ранее выданной заключений экологической экспертизы № KZ31VDC00002714 от 11.11.2013 года установлены нормативы ПДС по водовыпуску № 1 составило 2,037 тонны, по водовыпуску № 2 составило 28,623 тонны.

Согласно протоколам испытаний сточных сбросов с 2023 по 2025 года установлено фактический максимальный сброс следующее:

№ п.п.	Место замера	Показатели	Концентрация ЗВ за 2014-2016 года, мг/дм ³
1	Пруд -испаритель №1	Взвешенные вещества	4,255
		БПК-5	4,98
		Фосфаты	3,33
		Сульфаты	204,2
		Хлориды	344,5
		Азот аммонийный	0,28
		Нефтепродукты	0,2
		Кальций	83,17
		Магний	43,4
2	Пруд -испаритель №2	Взвешенные вещества	4,055
		БПК-5	4,6
		Фосфаты	3,23
		Сульфаты	214,25
		Хлориды	208,1
		Азот аммонийный	0,251
		Нефтепродукты	0,04
		Кальций	45,8
		Магний	39

Фактический сброс сточной воды по водовыпуску № 1 смешанные сточные воды составляет 5,15234 тыс.м³/год, а по водовыпуску № 1 производственные сточные воды составляет 35,28758 тонн.

ВВЕДЕНИЕ

В связи с окончанием срока действия эмиссии и заключение экологической экспертизы разработан проект нормативов предельно-допустимых сбросов (ПДС) для установки переработки нефти производительностью до 100 тыс.тонн в год ТОО «Амангельдинский ГПЗ».

Расчеты допустимых величин показателей загрязняющих веществ, поступающих со сточными водами для кирпичного завода выполнены в соответствии с законодательными и нормативными документами Республики Казахстан, в том числе:

- Методика расчета предельно допустимых сбросов (ПДС) веществ, отводимых со сточными водами предприятий в накопители. Алматы, 1997 г.
- Методика расчета предельно допустимых сбросов (ПДС) веществ в водные объекты Республики Казахстан со сточными водами. Алматы, 1994 г.
- Дополнение к методике расчета предельно-допустимых сбросов (ПДС) веществ в водные объекты Республики Казахстан со сточными водами. Раздел 6 «Расчет ПДС для накопителей сточных вод». Алматы, 1995 г.
- Рекомендации по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно-допустимых сбросов в водные объекты для предприятий. Алма-Ата, 1992 г.
- Правила приема сточных вод в систему канализации населенных пунктов. СП РК Алматы, 1999 г.
- Правила приема производственных сточных вод в систему канализации населенных пунктов. ОНТИ АКХ им. К.Д. Памфилова, Москва, 1984 г.
- Рекомендации по проведению контроля за работой очистных сооружений и сбросом сточных вод. Алматы, 1994 г.
- Сборник нормативно-методических документов по охране водных ресурсов. Алматы, 1995 г.

РАЗДЕЛ 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Наименования проекта: Проект нормативов предельно-допустимых сбросов (ПДС) установки переработки нефти производительностью до 100 тыс.тонн в год ТОО «Амангельдинский ГПЗ»..

Заказчик – ТОО «Амангельдинский ГПЗ».

БИН 991140001226

Адрес г. Астана, район Есиль, ул.Д.Кунаева,10

Директор Даирбаев Б.К..

Телефон 8 7172 60 00 29

1.1. Географическое и административное положение

Место расположения предприятия: Жамбылская область Жамбылский район в 20 км северо-западнее границы г. Тараз, вдоль северных склонов предгорья Улкен-Бурыл-Тау хребет «Малый Каратау», с юго-западной стороны от железнодорожной станции Аса, за границей территории НПЗ проходит главный железнодорожный Аса-Каратау и железнодорожный путь Аса-ЖФ ТОО «Казфосфат» (НДФЗ) на балансе филиала АО «НК «КТЖ-Грузовые перевозки».

УПН имеет 1 площадку.

Северной стороне от УПН-100 на расстоянии 186 метров расположена жилая зона, на восточной стороне проходит железнодорожный путь Аса-ЖФ ТОО «Казфосфат» (НДФЗ).

Координаты расположения предприятия:

Северная широта	Восточная долгота
43°03'22,36"	71°13'54,19"
Площадь – 38 га	



РАЗДЕЛ 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ

2.1. Краткая характеристика производства и технологического оборудования

Установка первичной переработки нефти УПН-100 ТОО «АГПЗ» предназначена для очистки нефти от хлористых солей и воды и разделения ее на фракции согласно стандартов предприятия.

Технико-экономические показатели

№	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели
1	Площадка существующая, введена в эксплуатацию	год	2010
2	Срок эксплуатации по проекту	лет	30
3	Режим работы, непрерывный	час/год	8000
4	Мощность предприятия, годовой выпуск продукции	тыс.тн/год	100

Установка УПН-100 состоит из следующих технологических узлов и групп аппаратов:

Блок ЭЛОУ:

- а) емкость накопитель сырой нефти, термоотстойник и электродегидратор;
- б) емкость сбора дренажных вод и емкость рассольной воды;
- в) емкость приготовления раствора деэмульгатора;
- г) смесители (сырая нефть/промывная вода);
- д) насосы подачи сырой нефти и подачи промывочные воды.

Группа атмосферных аппаратов:

- а) трубчатый подогреватель;
- б) конденсаторы воздушного охлаждения;
- в) холодильники водяного охлаждения;
- г) теплообменники;
- д) технологические насосы;
- е) емкости отстоя и защелачивания легкого дистиллята;
- ж) емкости отстоя и защелачивания керосина;
- з) блок защиты от низкотемпературной коррозии;
- и) схема приготовления и подачи раствора ингибитора.

Процесс переработки нефти на установке УПН-100 делится на две основные технологические линии:

- подготовка сырья (сырой нефти) переработке, т.е. ее обессоливание и обезвоживание на блоке ЭЛОУ.
- переработка обессоленной нефти на блоке АТ, т.е. ректификация под атмосферным давлением с целью получения светлых нефтепродуктов и мазута

Переработка нефти на установке УПН-100 (типа ЭЛОУ-АТ) включает в себе два основных процесса:

1. Процесс обессоливания и обезвоживания сырой нефти с целью удаления солей и эмульсированной воды для последующей ее переработки.

Весь процесс обессоливания и обезвоживания содержит в себе несколько способов разрушения гидрофобной (вода в нефти) и гидрофильной (нефть в воде) эмульсии и удаления солей:

- а) термический - осуществляется нагрев сырой нефти за счет регенерации тепла отходящих продуктов блока АТ в теплообменниках;
- б) химической - подача деэмульгатора для разрушения гидрофобной эмульсии;
- в) промывка водой - вымывание солей свежей водой с последующим ее удалением;
- г) естественный отстой - происходит за счет прохождения нефти через емкости аппараты;
- д) электрический ток - за счет электрического поля большого напряжения.

2. Переработка обессоленной нефти на блоке АТ основана на процессе перегонки и ректификации под атмосферным давлением.

Процесс ректификации - это процесс разделения бинарных или многокомпонентных паровых, а также жидких смесей в практически на чистые компоненты или их смеси, обогащенные легколетучими или тяжелолетучими компонентами, процесс осуществляется в результате контакта неравновесных потоков пара и жидкости.

Характерной особенностью процесса ректификации являются следующие условия образования неравновесных потоков паров и жидкости, вступающих в контакт: - это нисходящий поток жидкости, образованный жидкостным орошением и выходящий потоком паров. Вследствие указанных особенностей проведения процесса неравновесные потоки пара и жидкости, вступающие в контакт, находятся в состоянии насыщения, при этом пар более нагрет, нежели жидкость и в нем содержится больше тяжелолетучих компонентов, чем в жидкости. После контакта, на специальных устройствах аппаратов колонного типа, именуемых тарелками, пар обогащается легколетучими, а жидкость тяжелолетучими компонентами за счет взаимного перераспределения компонентов между фазами. Физической основой процесса ректификации является двухсторонний массообмен между неравновесными потоками пара и жидкости.

Описание технологической схемы.

Сырая нефть на производственный объект подается из двух насосов, это связан с выработкой авиакеросина:

1. Из сырьевых резервуаров №№1, 6. 20. 21 сырая нефть месторождении «Кум-Коль» забирается насосом Н-22/1 или Н-22/2 и через механических фильтров Ф-22/1,2 подается в зону смещения сырья, на границе УПН-100. Расход «Кум-Кольской» нефти контролируется прибором поз. FT-02 и регулируется клапаном поз. FCV-22;

2. Из сырьевых резервуаров №№2, 3, 4, 5, 19 сырая нефть месторождении «Смесь Актюбинский» забирается насосом Н-21/1 или Н-21/2,3 и через механических фильтров Ф-21/1,2 подается в зону смещения сырья, на границе УПН-100. Расход нефти «Смесь Актюбинский» контролируется прибором поз. FT-01 и регулируется клапаном поз. FCV-21;

В зоне смешения сырья происходит смешение и сырая нефть через клапан-отсекатель сырья поз. FBV-20 и через теплообменник Т-8 поступает в емкость накопитель Е-6, расход подачи сырой нефти в Е-6 измеряется расходомером поз. FT-21. Уровень в Е-6 контролируется прибором поз. LT-6 и регулируется клапаном - регулятором поз. LCV-27, а температура на входе Т-8 контролируется прибором поз. TT-

38. Для предотвращения вакуума, предусмотрена подача азотного газа в Е-6. Давление в емкости Е-6 с помощью клапана-регулятора давления поз. PCV-22 стабильно поддерживается около 0,5 кгс/см .

С нижней части емкости накопителя сырья Е-6, сырая нефть направляется на прием сырьевыми насосами Н-1/1,2. Нефть от насоса Н-1/1 или Н-1/2 с давлением до 16 кгс/см² направляется через клапан-регулятор расхода поз. FCV-26 в трубное пространство рекуперативного теплообменника Т-1/1. где нагревается до 22-25 С за счет тепла мазутных фракций выходящего из теплообменников Т-5/1,2. Контроль расхода сырой нефти осуществляется расходомером поз. FT-29 установленным на линии нагнетания насосом Н-1/1,2.

После теплообменника Т-1/1, сырая нефть направляется в теплообменник Т-1, где нагревается до температуры 75-80°С за счет тепла керосиновой фракции выходящей из колонны К-3/1. Температура сырья на входе и выходе теплообменника Т-1 контролируется прибором поз. TT-34 и TT-33.

Далее сырая нефть направляется в трубное пространство теплообменника Т-2, где нагревается до температуры 105-125 С за счет утилизации тепла легкого дизельного топлива, выходящего из колонны К-3/2. Температура сырья на выходе теплообменника Т-2 контролируется прибором поз. TT-32.

После вышеуказанных теплообменников поток сырой нефти нагретый до температуры 105-125 С поступает на электрообессоливающую установку (блок ЭЛОУ),

где происходит обезвоживание и обессоливание нефти, что обеспечивает стабильную подготовку нефти достаточного содержания воды - не более 0,1 % об. и хлоридов - не более 5,0 мг/л, что соответствует требованиям к сырью, поступающему на атмосферную перегонку (блок АТ) УПН-100.

Для осуществления процесса обезвоживания и обессоливания на прием сырьевых насосов Н-1/1,2 подается деэмульгатор из мерной емкости Е-19, дозировочным насосом Н-19/1 или Н-19/2. Промывочная вода забирается насосом Н-13/1 или Н-13/2 из локальной емкости Е-5 и подается в смеситель СМ-1 которое установлено до входа сырья в термодегидратор ТР-1. Уровень в емкости Е-5 контролируется прибором поз. LT-77 и регулируется клапаном поз. LCV-53, установленной на линии нагнетания насосов Н-13/1,2.

После частичного обезвоживания и обессоливания нефть в термодегидраторе ТР-1, самотеком за счет перепада давления, через смеситель СМ-2 поступает в электродегидратор Э-1.

Электродегидратор Э-1 представляет собой стального цилиндрического аппарата с установленными внутри пластинчатыми электродами, находящимся под воздействием электрического тока с напряжением 400 В. Попадая под действие электрического поля, образованного электродами, эмульсия разрушается и вода отделяется от нефти. Давление на блоке ЭЛОУ поддерживается в пределах 7.0-12,0 кгс/см² (0,7-1,2 МПа), в зависимости от качества сырья. Давление на термодегидраторе ТР-1 контролируется прибором поз. РТ-37, а давление в электродегидраторе Э-1 с помощью прибора поз. РТ-42. Общее давление в системе ЭЛОУ поддерживается за счет клапана-регулятора поз. PCV-37, установленного на входе в К-1.

Для улучшения процесса обессоливания и обезвоживания предусмотрена подача промывочной воды. Из емкости Е-14 промывочная вода забирается насосом Н-2/1 или Н-2/2 и подается через теплообменник Т-4 и смесителя СМ-2 в электродегидратор Э-1. Контроль расхода промывочной воды осуществляется прибором поз. FT-30, установленный перед смесителем СМ-2.

При небольшой скорости движения вода, содержащая соли, отстаивается в нижней части термодегидратора ТР-1, электродегидратора Э-1 и через дренажную системы и теплообменника Т-8 выводится в емкость отстоя рассольной воды Е-23.

Горячий рассол охлаждается в теплообменнике Т-4 до температуры не выше 50°С и поступает в локальную емкость - в ловушку Е-5, где стоки отстаиваются, и дренируются через гидрозатвор в промливневую канализацию.

Обезвоженная и обессоленная нефть с содержанием хлористых солей не более 5,0 мг/л, из верхней части электродегидратора Э-1 выходит и самотеком, за счет избыточного давления направляется в теплообменник Т-3, где она нагревается до температуры 135-145°С за счет утилизации тепла тяжелого дизельного топлива, далее, обессоленная нефть с двумя параллельными потоками через систему теплообменников Т-5/1 и Т-5/2 направляется:

- первый поток прокачивается через теплообменник Т-5/1 (спаренный), где нагревается за счет тепла мазута атмосферной колонны К-2;

- второй поток прокачивается через теплообменник Т-5/2 (спаренный), где нагревается за счет тепла мазута атмосферной колонны К-2;

Температура обессоленной нефти после Т-3 контролируется прибором поз. ТТ-31 и после теплообменников Т-5/1. Т-5/2 контролируется прибором поз. ТТ-35 и поз. ТТ-36.

Нагретая до температуры - 220°С обессоленная нефть после выше перечисленных теплообменников объединяется в один коллектор и поступает через клапан-регулятор давления поз. PCV-37 на 23-ю тарелку (счет с верха) предварительной испарительной колонны К-1. Здесь, в результате однократного испарения из нефти испаряются нефтяные газы, легкие дистилляты и воды.

При работе колонны К-1 для поддержания необходимой температуры низа колонны, в кубовую часть подается «горячая струя» нефти из печи П-1 с температурой около 355°С. Расход «горячей струи» контролируется расходомером поз. FT-103 и регулируется клапаном поз. LCV-104.

В колонне К-1 происходит разделение нефти на фракции:

- углеводородный газ;
- легкий дистиллят;
- отбензиненная нефть.

Рабочие параметры в колонне К-1:

1. Давление - 2,0-2.5 кгс/см²;
2. Температура верха не более - 150°C;
3. Температура низа не более - 250 °С.

Аппарат К-1 колонного типа диаметром 1200 мм, высота - 24560 мм, снабжен 25 колпачковыми тарелками типа ТСКР контактными устройствами, температура верха поддерживается в пределах 130-150°C, температура низа не выше 250°C и давление не выше 3,5 кгс/см² (0,35 МПа).

Температура низа и верха колонны К-1 контролируется приборами поз. ТТ-108 и ТТ-106. Давление в колонне контролируется прибором поз. РТ-110.

С верха колонны К-1 по шлемовой трубе выводятся смесь пары легкого дистиллята и углеводородный газ в виде газобензиновой смеси поступают в конденсатор воздушного охлаждения КВО-1 (состоящего из двух секции) где поток конденсируются до температуры 80°C, контроль за температурой после КВО-1 осуществляется прибором поз. ТТ-112. Затем, поток направляются в кожухотрубчатый водяной доохладитель ВХ-1, где пары легкого дистиллята и воды конденсируются и вместе с газом поступают в газосепаратор Е-1.

Газоконденсатная смесь собирается в газосепараторе Е-1, где происходит разделение углеводородных газов и легкого дистиллята.

Давления на газосепараторе Е-1 регулируется с помощью клапана-регулятора поз. РСВ-109, установленного на линии выхода топливного газа. Топливный газ после клапана регулятора давления поз. РСВ-109 через топливную емкость Е-10, теплообменника Т-6 и клапан регулятора температуры поз. ТСВ-28.1 подается к форсункам печи П-1.

Вода в газосепараторе Е-1 отстаивается и сбрасывается через клапан регулятор уровня поз. LCV-113 в канализацию.

Легкий дистиллят из газосепаратора Е-1 забирается насосом Н-5/1 или Н-5/2 и часть легкого дистиллята подается на верхнюю часть колонны К-1 через расходомером поз. FT-101 и клапаном поз. FCV-116 в качестве острого орошения, для регулирования температуры верха колонны К-1.

Балансовый избыток легкого дистиллята от насоса Н-5/1 или Н-5/2 через клапан — регулятор уровня Е-1 поз. LVC-119 направляется в блок щелочной очистки легкого дистиллята. Расход уходящего легкого дистиллята контролируется прибором поз. FT-102.

С низа предварительного испарителя К-1 отбензиненная нефть поступает на прием насосов Н-4/1 или Н-4/2 и далее прокачивается через клапан регулятор поз. LCV-777 и расходомера поз. FT-53.1 в печь П-1. После нагрева до 370°C в печи П-1, по трансферному трубопроводу поступают под 42 тарелку (счет с верха) эвапорационное пространство основной атмосферной колонны К-2. Схемой предусмотрен байпасный клапан-отсекатель поз. FBV-70, который в случае необходимости обеспечивает байпасирования печи П-1.

Трубчатая печь П-1 предназначена для подогрева отбензиненной нефти до 350-370°C и получения перегретого пара для производственных нужд. Температура нефти на входе и выходе из печи П-1 контролируется приборами поз. ТТ-25.1 и поз. ТТ-26.1, ТТ-29.1.

Для получения перегретого водяного пара предусмотрена подача водяного пара в пароперегреватель печи П-1. Расход подачи водяного пара на входе в П-1 контролируется прибором поз. FT-52.1, а температура перегретого водяного пара на выходе из пароперегревателя печи П-1 контролируется прибором поз. ТТ-24.1 (оно должно быть в пределах 370-420 С).

Колонна К-2 представляет собой цилиндрический аппарат с внутренними поперечными перегородками - «тарелками». Каждая тарелка имеет ряд отверстий с

направленными вверх патрубками; каждый патрубок перекрыт колпачком, нижний край которого имеет прорези или зубцы.

Колонна К-2 оборудована колпачковыми тарелками типа ТСКР в количестве 45 шт. Назначение колонны - разделить смесь на несколько частей: низкокипящую, отходящую в виде паров через верх колонны К-2, и высококипящую, отводимую в виде жидкости с низа колонны. Температура жидкости на тарелке ниже температуры паров, поднимающихся с нижележащей тарелки; поэтому пары отдадут часть своего тепла флегме, в результате чего наиболее высококипящие углеводороды, содержащихся в парах, сконденсируются и войдут в состав флегмы, а наиболее легкие углеводороды флегмы испарятся и перейдут в состав паров. В колонне К-2 происходит разделение отбензиненной нефти на фракции:

- легкий дистиллят;
- керосиновая фракция;
- легкий дизельный топлива;
- тяжелый дизельный топлива;
- мазут.

Рабочие условия в колонны К-2:

- давление -1,0—1,8 кгс/см²;
- температура верха не более - 150°С;
- температура низа не более - 350°С.

Для снижения парциального давления нефтяных паров с целью улучшения отпарки легких фракций из кубового остатка в низ колонны К-2 подается перегретый водяной пар из пароперегревателя печи ГТ-1. С вводом водяного пара в колонну К-2 во много раз увеличивается свободная поверхность испарения, и таким образом усиливается и само испарение. Расход перегретого водяного пара подаваемой в колонны К-2 контролируется прибором поз. FT-206 и регулируется с помощью клапана поз. FCV-204.

Температура верха и низа колонны К-2 контролируется прибором поз. TT-208 и TT-206. Давление на верху колонны контролируется прибором поз. PT-210.

С верха колонны К-2 по шлемовой трубе выводятся пары легкого дистиллята, углеводородный газ и водяные пары, которые поступают в конденсатор воздушного охлаждения КВО-2 (состоящего из двух секции), где конденсируются и охлаждаются до температуры 70 °С, затем направляются в кожухотрубчатый водяной доохладитель ВХ-2, где пары легкого дистиллята (или Нефраса) и воды конденсируются вместе с газом и поступают в газосепаратор Е-2.

Температура после КВО-2 контролируется прибором поз. TT- 212. Температура на входе в Е-2 должно быть около 40 С. Для стабильного поддержания давления в газосепараторе Е-2 предусмотрено клапан- регулятор давления поз. PCV-209, которое связано с датчиком давления Е-2 поз. PT-217.

Вода в газосепараторе Е-2 отстаивается вчерез клапан регулятор уровня поз. LCV-213 сбрасывается в канализацию.

Легкий дистиллят из газосепаратора Е-2 забирается насосом Н-6 или Н-5/2 и подается на верхнюю тарелку колонны К-2 в качестве острого орошения. Для регулирования расхода острого орошения колонны К-2 предусмотрено расходомер поз. FT-201. Расход острого орошения регулируется клапаном - регулятором расхода поз. FCV-211.

Балансовое количество легкого дистиллята из Е-2 подается с помощью насосом Н-6 через расходчиком поз. FT-207 и клапаном регулятором уровня Е-2 поз. LCV-242 смешивается с легким дистиллятом выходящего из колонны К-1 и объединенный поток направляется на доохладение на водяном холодильнике Х-1. Охладившийся легкий дистиллят на холодильнике Х-1 направляется в блок защелачивания легкого дистиллята.

Для вывода и стабилизации боковых фракций колонны К-2 (керосина, легкого и тяжелого дизельного топлива) служат отпарные колонны (стриппинг - колонны) К-3/1,К-3/2иК-3/3.

В каждый из стриппингов, для улучшения качества выводимых продуктов предусмотрена подача перегретого водяного пара. Регулировка расхода подачи пара

осуществляется клапанами регуляторами поз. FCV-232, поз. FCV-235, поз. FCV-238 соответственно, расход перегретого водяного пара контролируется расходомерами поз. FT-212 и поз. FT-213 соответственно.

Стриппинг К-3/1 - доотпарная колонна с насадкой из металлических колец Паля. В колонне К-3/1 пары легкого дистиллята отделяется от жидкой флегмы -керосина.

Рабочий режим стриппинга К-3/1:

- температура верха - около 190 С;
- температура низа - около 185 С.

Керосиновая фракция выводится с 9, 11 и 13-й тарелки К-2 в стриппинг колонну К-3/1 с температурой 170-190°С.

Пары легкокипящих фракций с верха К-3/1 возвращаются в колонну К-2 под 7 тарелку. Температура перетока с колонны К-2 в колонну К-3/1 контролируется прибором поз. ТТ-265. С низа стриппинга К-3/1 керосиновая фракция забирается насосом Н-7/1 или Н-7/2 и прокачивается на охлаждение в теплообменнике Т-1, где отдает свое тепло для нагрева сырой нефти, далее направляется в водяной холодильник Х-2, где доохлаждается до температуры 60°С и через клапан -регулятор уровня поз. LCV-245 колонны К-3/1 направляется:

- после клапанов-отскаателей поз. FBV-217 и поз. FBV-222 в коллектор дизельного топлива,

- после клапанов-отскаателей поз. FBV- в Е-6;

- после клапана-отскаателя поз. FBV-223 в блок очистки авиакеросина.

В режиме получения авиационного керосина, керосин после клапана-отскаателя поз. FBV-223 направляется в емкость накопитель авиакеросина Е-2/1.

Авиакеросин с низа емкости Е-2/1 забирается насосом Н-25/1 или Н-25/2 и закачивается в емкость Е-25. где авакеросин контактируется раствором каустической соды. Уровень в емкости Е-2/1 контролируется прибором поз. LT-2-1 и регулируется клапан регулятором уровня поз. FCV-2-1, а расход подачи авиакеросина контролируется прибором поз. FT-2-1, установленной на линии нагнетании насосов Н-25/1,2.

Далее керосин проходит водную промывку в емкости Е-26. После защелачивания и промывки, авиакеросин, через аппарат воздушного охлаждения АВО-3 направляется в электроразделитель ЭР-1, где с помощью эл. напряжения влага воды отделяется от авиакеросина. Температура авиакеросина после АВО-3 контролируется прибором поз. ТТ-228. Общая давления в системе очистки авиакеросина контролируется прибором поз. РТ-232 и регулируется клапаном поз. PCV-233.

Очищенный авиакеросин после электроразделителя ЭР-1 направляется в промежуточный товарный парк.

Часть керосина после теплообменника Т-1 с температурой 80-95 С возвращается на 15-ю тарелку колонны К-2, в качестве циркуляционного орошения. Расход подаваемого 1-го циркуляционного орошения контролируется прибором поз. FT-203 и регулируется клапаном поз. FCV-219.

Стриппинг К-3/2 - доотпарная колонна с насадкой из металлических колец Паля. Рабочий режим стриппинга К-3/2:

- температура верха - около 258 С;
- температура низа - около 245 С.

Легкое дизельное топливо выводится с 19, 21 и 23 тарелки К-2 в стриппинг колонну К-3/2 с температурой 220-260°С, контроль температуры перетока из К-2 в К-3/2 осуществляется прибором поз. ТТ-264.

С верха стриппинга легкие пары фракции возвращаются под 16 тарелку колонны К-2. а стабильная фракция легкого дизельного топлива с низа стриппинга поступает на прием насосов Н-8/1,2. Далее, легкая дизельная топлива одним из этих насосов прокачивается в теплообменник Т-2, где отдает свое тепло для нагрева сырой нефти, затем доохлаждается в водяном холодильнике Х-3 до 70°С и через клапан - регулятор уровня колонны К-3/2 поз. LCV-248 выводится с установки в товарный парк. Расход легкого дизельного топлива с установки контролируется приборами поз. FT-209 и FT-214.

Часть легкого дизельного топлива после теплообменника Т-2 с температурой 110-135 С возвращается под 23-ю тарелку колонны К-2 в качестве циркуляционного орошения. Расход П-циркуляционного орошения контролируется прибором поз. FT-203 и регулируется клапаном поз. FCV-219

Стриппинг К-3/3 - доотпарная колонна с насадкой из металлических колец Палля.

Рабочий режим стриппинга К-3/3:

- температура верха - около 300 С;
- температура низа - около 280 С;

Тяжелое дизельное топливо выводится с 33. 35 и 37-й тарелки К-2 в стриппинговую колонну К-3/3 с температурой 280-310°С, контроль температуры перетока из К-2 в К-3/3 осуществляется прибором поз. ТТ-263. С верха стриппинга легкие пары дизельной фракции возвращаются под 31 -й тарелки колонны К-2, а стабильный фракция тяжелого дизельного топлива с низа стриппинга поступает на прием насосов Н-9 и Н-8/2. Далее, тяжелое дизельное топливо с помощью один из этих насосов прокачивается в теплообменник Т-3, где тяжелое дизельное топливо отдает свое тепло для нагрева обессоленной нефти, затем доохлаждается в водяном холодильнике Х-4 до температуры 70 С и через клапан - регулятор уровня колонны К-3/3 поз. LCV-251 выводится с установки в товарный парк. Расход тяжелого дизельного топлива с установки контролируется прибором поз. FT-210.

Также, схемой предусмотрена вывод тяжелого дизельного топлива в топливную емкость Е-6, через клапан- отсекающий поз. FBV-207.

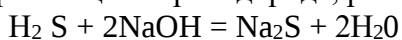
Часть тяжелого дизельного топлива после теплообменника Т-3 с температурой 140-165 С возвращается под 38-й тарелки колонны К-2, в качестве Ш-циркуляционного орошения. Расход циркуляционного орошения контролируется прибором поз. FT-204 и регулируется клапаном поз. FCV-222.

Жидкость из зоны ввода сырья перетекает в нижнюю секцию колонны К-2. Из кубовой части ректификационной колонны К-2 мазут забирается насосом Н-10/1 или Н-10/2 двумя потоками прокачивается через теплообменники Т-5/1 и Т-5/2, где отдает свое тепло для нагрева обессоленной нефти. Затем оба потока мазута объединяются и направляется в теплообменник Т-1/1, где отходящий мазут своего тепла отдает сырой нефти. После охлаждения до 150°С, мазут прокачивается через водяной холодильник Х-5, где охлаждается за счет охлаждающего воды и под давлением 7-8 кгс/см откачиваются в товарный парк с температурой 80 - 90 С. Расход откачиваемого мазута контролируется прибором поз. FT-211 и регулируется клапаном регулятором уровня колонны К-2 поз. LCV-555. Для стабильного поддержания давления в мазутной системе схемой предусмотрен клапан регулятор давления поз. PCV-666, который соединен к датчику давления поз. PT-111, установленного на линии выкида мазута из холодильника Х-5.

Также предусмотрена линия вывода некондиционного мазута в Е-6, за счет активации клапана-отсекателя поз. FBV-209 и линия вывода топливного мазута в топливную емкость Е-3, что производится за счет включения клапана- отсекающего поз. FBV-333.

Описание технологической схемы блока защелачивания легкого дистиллята.

Легкие дистилляты колонны К-1 и К-2, через блоки конденсации охлаждения, сепарирования направляются на прием насосов Н-15/1,2. Далее, с помощью насоса Н-15/1 или Н-15/2 прокачиваются в емкость защелачивания Е-15, где легкий дистиллят контактируется со щелочью. Контактное и перемешивание щелочи с легким дистиллятом осуществляется за счет инжекционного смесителя И-1 и маточника емкости Е-15. Таким образом, смесь легкого дистиллята и щелочи проходит через слой раствора щелочи в отстойнике Е-15 через отверстия в трубах маточника, где происходит реакция нейтрализации сероводорода, растворенного в легком дистилляте:



Затем, т.е. защелоченный легкий дистиллят выходит из верхней части Е-15 и самотеком за счет давлением системы направляется в емкость Е-16, где легкий дистиллят промывается водой. Вода в емкость Е-16 подается насосом Н-2/1 или Н-2/2.

После защелачивания и промывки, легкий дистиллят из Е-16 проходит в емкость отстойник Е-17, где унесенной щелочи и воды отстаивается. Далее легкий дистиллят под давлением системы уходит на блок компаундирования товарного бензина. Общее давление на блоке защелачивания контролируется прибором поз. РТ-534 и регулируется клапаном поз. РСВ-535.

Отработанная щелочь из Е-15 дренируется в глубинную емкость Е-24 и оттуда отправляется на утилизацию.

Система промывной жидкости.

Для установки спроектирована система промывной жидкости. Атмосферное легкое дизельное и тяжелое дизельное топливо перед водяными холодильниками Х-3 и Х-4 с температурами 110-130 С используется как промывная жидкость. Промывная жидкость может использоваться для промывки и заполнения оборудования при пуске, для вымывания тяжелых компонентов при остановках, очистке и т.д.

Схема приготовления и закачки раствора деэмульгатора.

Деэмульгатором называется вещество, действие которого на эмульсию прямо противоположено действию эмульгатора, образовавшего данную эмульсию. Деэмульгатор «Диссольван-3359» в первоначальном виде из 200 л емкостей заливаются в емкость Е-19 и с помощью насоса Н-19/1 или Н-19/2 перекачивается на приемные линии сырьевых насосов Н-1/1,2.

Схема приготовления и закачки раствора каустической соды.

Для защелачивания легкого дистиллята.

Раствор каустической соды концентрацией 60-95% поступает в емкость Е-20/1 или Е-20/2. Щелочь, насосом Н-16/1 или Н-16/2 перекачивается в мерную емкость Е-18, где происходит разбавление свежей водой до концентрации 7-15 %. После дательного перемещения, раствор каустической соды, забирается насосом Н-16/1 или Н-16/2 и закачивается в емкость защелачивания Е-15, до уровня 1/3.

Для защелачивания авиакеросина.

Высококонцентрационный раствор каустической соды с крепостью 60-95% поступает в емкость Е-20/1 или Е-20/2. Из емкости Е-20/1,2 щелочь, насосом Н-16/1 или Н-16/2 перекачивается в мерную емкость Е-18, где производится разбавление свежей водой от насоса Н-2/1 или Н-2/2 до концентрации 4-6 %. После дательного перемещения, за счет борбатирувания, раствор каустической соды, забирается насосом Н-16/1 или Н-16/2 и закачивается в емкость защелачивания Е-25, до уровня 1/3 диаметра емкости. Расход раствора щелочи подаваемую в Е-25 контролируется прибором поз. FT-25. а регулировка осуществляется клапаном поз. FCV-25.

Схема закачки жидкого топлива и подачи его на печь 77-7.

Мазут после водяного холодильника Х-5 с помощью клапана-отсекателя поз. FBV-209 подается в топливную емкость Е-3 и набирается до уровня 100 %. Уровень в Е-3 контролируется прибором поз. LT-135. Топливо из топливной емкости Е-3 поступает на прием топливных насосов Н-11/1 или Н-11/2 и с помощью один из этих насосов подается на теплообменник Т-7, где топливо подогревается за счет водяного пара. Подогретое топливо через клапан-отсекатель поз. FBV-73,1 подается форсуночные коллектора печи П-1. Расход сжигаемого жидкого топлива контролируется прибором поз. FT-55.1 и регулируется клапаном поз. TCV-28.2, установленный на линии подачи топлива в печь П-1. Общее давление в системе топки печи регулируется за счет клапана поз. РСВ-123.

Схема разводки топливного газа на установку.

Топливный газ из верхней части газосепаратора Е-1 через клапан регулятор давления поз. РСВ-109. направляется в сепаратор топливного газа Е-10. В емкости Е-10 конденсат газа отделяется от сухого газа и удаляется в емкость Е-8/1.

Далее, сухой газ из верхней части Е-10 направляется в теплообменник Т-6. где газообразный топлива нагревается до 70°С за счет водяного пара.

После нагрева, топливный газ. через клапан-отсекатель поз. FBV-78.1. датчиком давления поз. РТ-100, прибором расхода поз. FT-54.1 и клапаном регулятором поз. TCV-28.1 направляется к форсункам печи П-1.

Кроме нефтяного топливного газа используется и природный газ. Расход природного газа в печь П-1 контролируется прибором поз. FT-402 и регулируется клапаном поз. FCV-403. Для полного отсечения природного газа, схемой предусмотрен клапан-отсекатель поз. FBV-103.

УПН-100 снабжается сырой нефтью от сырьевого шрва с общим объемом 18000 м³, сырая нефть на производственный объеягт вдается с помощью насосов Н-21/1,2,3 и Н-22/1,2 по сырьевой линией, через жэашпвсвжх фильтров Ф-21/1,2 Ф-22/1,2 и теплообменника Т-8 в емкость накопитель Е-6L

Вырабатываемые нефтепродукты откачиваются в следующем порядке:

Легкий дистиллят - по прямому трубопроводу через клапан отсекаателя поз. FBV-216 в резервуары №№9,10,11 в качестве сырья для блока компаундирования товарного бензина.

Керосин - после холодильника Х-2 выводится через клапан - регулятор поз. LCV-245 и клапан - отсекаатель поз. FBV-223 в емкость Е-2/1 далее, керосин забирается насосом Н-25/1 или Н-25/2 и прокачивается через клапан-регулятор уровня поз. LCV-245 в емкости Е-25, Е-26. в аппарат воздушного охлаждения АВО-3, в электроразделитель ЭР-1 и в резервуары №№22,23,24,25;

Дизельное топливо - после водяных холодильников Х-3 и Х-4 откачивается через клапан - регулятор поз. LCV-248, поз. LCV-251 и клапана отсекаателей поз. FBV-218 и поз. FBV-206 в товарные резервуары №№12,13,14;

Мазут - после водяного холодильника Х-5 откачивается через клапан -регулятор LCV-777 и клапан отсекаателя поз. FBV-208 в товарные резервуары №№7,8;

Топливный газ-вырабатываемый на атмосферном блоке используется как топливо в печи П-1. Топливный газ выходит с верха газосепаратора Е-1 и наплавляется, через клапан-регулятор поз. PCV-109 и через емкость Е-10 и теплообменник Т-6 на сжигание в печь П-1.

Установка снабжается электроэнергией от подстанций №9, питание к которым подходит с фидера центральной распределительной подстанции ЦРП.

Водяной острый пар с давлением 5-6 кгс/см (0,5-0,6 МПа) подается на установку от котельной завода.

Установка снабжается оборотной водой от градирни.

Кроме оборотного водоснабжения на установку подается свежая вода, которая используется как техническая, для промывки свежих нефтепродуктов после защелачивания, а также питьевая вода, которая используется на хозяйственные нужды и для пожаротушения.

Установка снабжается сжатым воздухом:

- технический воздух с давлением 5 - 6 атм. для продувки;
- воздух КИПиА для систем контрольно-измерительных приборов.
- подача воздуха осуществляется от компрессоров.

2.2. Оценка степени применяемой технологии

Степени применяемой технологии соответствует передовому научно-техническому уровню в стране и за рубежом.

2.3. Краткая характеристик, существующих очистных сооружений

На территории УПН-100 установлен блочные локальные очистные сооружения «ЛПВ-3».

Блочные ливневые очистные сооружения "ЛПВ-3" предназначены для очистки ливневых и производственных сточных вод от взвешенных веществ и нефтепродуктов.

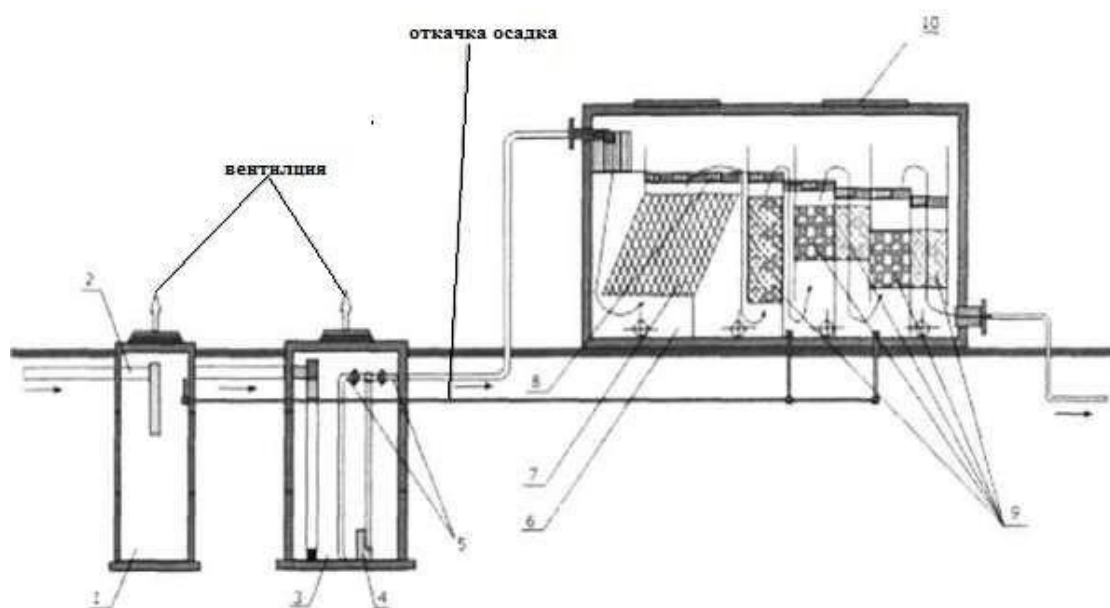
Ливневые нефтеочистные сооружения серии ЛПВ, наземного исполнения, работают в самотечном режиме, с подачей стока в установку посредством погружного взрывозащищенного насоса. По трубопроводу ливневой канализации стоки подаются в насосный колодец.

Состав сточных вод, поступающих на очистную станцию (данные из Справочник проектировщика. Канализация населенных мест и промышленных предприятий и НТТСНН СН РК 3.02-15-2003) в нижеследующей таблице:

№ п/п	Ингредиенты	Единица измерения	УПН-100	
			до очистки	после очистки
1	Взвешенные вещества	мг/л	600	
2	БПКп	Мг/л	200	
3	Нефтепродукты	мг/л	1000	

Стоки подаются в отстойник установки, в котором происходит снижение скорости потока (в зависимости от степени концентрации взвешенных веществ, нефтепродуктов).

Установки в надземном исполнении.



1. Песколовка. 2. Нефтесорбирующая загрузка 3. Канализационная насосная станция.
4. Насос 5. Комплект трубопроводов. 6. Установка ЛПВ. 7. Тонкослойные пластины.
8. Нефтесорбирующая загрузка 9. Фильтры 10. Люк для обслуживания

2.4. Перечень загрязняющих веществ в составе сточных вод

Наименование показателя	Фактическая концентрация мг/л	Расход сточных вод							Сброс		Режим отведения сточных вод, час, сутки
		м3/час						м3/год	г/час	т/год	
		Зима			Лето						
		макс.	мин.	средн.	макс.	мин.	средн.				
Пруд-испаритель № 1, 2											
Взвешенные вещества	4,255	0,592627854	0,296313927	0,44447089	0,592627854	0,177788356	0,385208105	5191,42	2,521631518	0,022089492	0,3-1,1
БПК-5	4,98								2,951286712	0,025853272	
Фосфаты	3,33								1,973450753	0,017287429	
ХПК	3421								2027,379888	17,75984782	
Железо	2								1,185255708	0,01038284	
Жиры	38								22,51985845	0,19727396	
Сульфаты	204,2								121,0146078	1,060087964	
Хлориды	344,5								204,1602957	1,78844419	
Азот аммонийный	0,28								0,165935799	0,001453598	
АПАВ	6								3,555767123	0,03114852	
Нефтепродукты	0,2								0,118525571	0,001038284	
Кальций	83,17								49,28885861	0,431770401	
Магний	43,4								25,72004886	0,225307628	
ВСЕГО										21,5719854	
Пруд-испаритель № 1, 2											
Взвешенные вещества	4,255	0,004023801	0,002011901	0,003017851	0,004023801	0,00120714	0,002615471	35248,5	0,017121275	0,149982368	0,3-1,1
БПК-5	4,98								0,020038531	0,17553753	
Фосфаты	3,33								0,013399259	0,117377505	
Сульфаты	204,2								0,82166024	7,1977437	
Хлориды	344,5								1,386199572	12,14310825	
Азот аммонийный	0,28								0,001126664	0,00986958	
Нефтепродукты	0,2								0,00080476	0,0070497	
Кальций	83,17								0,33465956	2,931617745	
Магний	43,4								0,174632979	1,5297849	
ВСЕГО										19,80066863	

2.5. Описание конструкции водовыпускного устройства и инженерных сооружений

На территории предприятия имеются следующие виды канализационных сетей:

♦ **хозяйственно-бытовая - водовыпуск № 1** - хозяйственно-бытовые сточные воды, отводимые от АБК, столовой и др. вывозятся согласно договору.

♦ **ливневая - водовыпуск № 2** - ливневые сточные воды от железнодорожной эстакады (вдоль сливоналивных устройств предусмотрены открытые лотки с уклоном к дождеприемнику, перекрытые решетками); хозяйственно-бытовые сточные воды от лаборатории (душ, умывальники, санузлы, мытье химической лабораторной посуды, хозяйственно-бытовая канализационная сеть которых врезана в систему ливневой канализации) поступают на очистные сооружения "ЛПВ-3" и далее - в пруды-испарители.

♦ **производственные сточные воды** от технологической установки УПН-100 (ЭЛОУ, рефлюксные емкости) поступают на очистные сооружения "ЛПВ-3".

Сточные воды от котельной поступает по канализационной сети направляются в пруд-испаритель.

Хозяйственно-бытовые сточные воды от котельной и пожарной насосной станции сбрасываются в септики $V=1\text{м}$, которые периодически вывозятся асмашиной по договору.

Дождевая канализация для отвода дождевых вод с обвалованной площадки резервуарного парка не предусмотрена, т.к. годовое количество осадков менее 400 мм (п.21.21 НТТСНН СН РК 3.02-15-2003).

Для перекачки сточных вод приняты погружные насосы ГНОМ-10-10, ГНОМ 16-16 (хозяйственно-бытовые и условно-чистые сточные воды от котельной) и насосы Wilo - Drain T9-50, Н 133/22 - для перекачки производственных и ливневых вод. Для эксплуатации сети приняты канализационные колодцы ТП 902-09-22.84.

Расчетные расходы сточных вод от объектов представлены в Приложении, таблицы № 1-19.

Система оборотного водоснабжения.

В условиях жаркого климата, ограниченной площади и небольшого расхода оборотной воды к установке принята вентиляционная градирня.

На охлаждение в градирню подается 83 м³/час воды с начальной температурой 40 С, требуемая конечная температура 29 С.

Водосборный бассейн над оросителем, превышение борта над уровнем воды 0,3м.

Бассейн выполняется из бетона, стенки и днища покрыты гидроизоляцией из холодной асфальтовой мастик, наносимой механизированным способом. Поверх слоя гидроизоляции на днище укладывается защитный слой бетона с уклоном 0,01 для стока воды в приемники канализационных труб. Включение и выключение насоса, перекачивающего охлажденную воду, регулируется датчиками уровня воды.

Санитарно-защитная зона.

Для защиты подземных вод от загрязнения, вокруг скважин площадки УПН-100 устанавливается граница первого пояса санитарной охраны - 30 м, т.к. горизонт воды перекрыт водонепроницаемыми породами (глина), для водонапорной башни -15 м.

Территория I зоны санитарной охраны огорожена и озеленена.

Пруды-испарители.

Пруды-испарители являются гидротехническими сооружениями, представляют собой искусственно созданную земляную емкость и выполняют функцию аккумуляирования сточных вод от канализуемого объекта и атмосферных осадков в периоды минимального испарения и отсутствия испарения, и полной сработки объема воды в прудах на испарение в период активного испарения с водной поверхности.

На очистные сооружения поступают смешанные ливневые стоки от эстакады и производственные стоки от УПН.

После очистки сточные воды сбрасываются в пруды-испарители, куда поступают сточные воды от котельной.

Объем прудов-испарителей определяется расчетом аккумуляции среднесуточного расхода сточных вод с учетом величины выпадения атмосферных осадков и потерь воды на испарение.

Проектом принят пруд-испаритель площадью 1 га.

Для исключения загрязнения грунтовых и межпластовых подземных вод, требование пункта 150 главы 6 Санитарных правил "Санитарно-гигиенические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения", утвержденных Постановлением Правительства РК от 17 января 2012 года, пруды-испарители выполнены по проекту согласно «Инструкции по проектированию и строительству противофильтрационных устройств из полиэтиленовой пленки для искусственных водоемов» СН 551-82.

Фильтрующий экран комбинированный: слой глинистого грунта -первый верхний слой и полиэтиленовая пленка толщиной 0,25 мм ГОСТ 10354-82 - второй нижний слой. Выбор варианта обусловлен не стойкостью материала полиэтиленовой пленки к бензину, вероятность попадания которого в пруды-испарители не исключается. Защитный слой устраивается поверх глинистого грунта, подстилающий слой - под полиэтиленовой пленкой.

Для создания подстилающего и защитного слоев применяют песчаные грунты с частицами максимальной крупности до 5 мм. Толщина защитного слоя не менее 0,5 м.

Грунты, используемые для исполнения подстилающего и защитного слоев, стойкие против агрессивного действия складываемой сточной жидкости. Содержание в грунте солей, растворимых в складываемой жидкости, не более 5 % по массе.

Для противофильтрационного глинистого слоя использованы глинистые грунты (суглинки, глины).

Подстилающий слой устраивается толщиной от 0,1 до 0,3 м, с точностью до ± 5 см. основание и подстилающий слой обработан гербицидами.

Соединение рулонов полиэтиленовой пленки в полотнища производится сваркой: контактной экструдированной присадкой, горячим воздухом и инфракрасным излучением с образованием нахлесточного или Т-образного шва (п.5.33 Инструкции по проектированию и строительству противофильтрационных устройств из полиэтиленовой пленки для искусственных водоемов» СН 551-82). Сварка пленок встык не допускается.

Превышение гребня дамбы над расчетным уровнем воды - 0,5 м.

Ширина гребня дамбы -4 м.

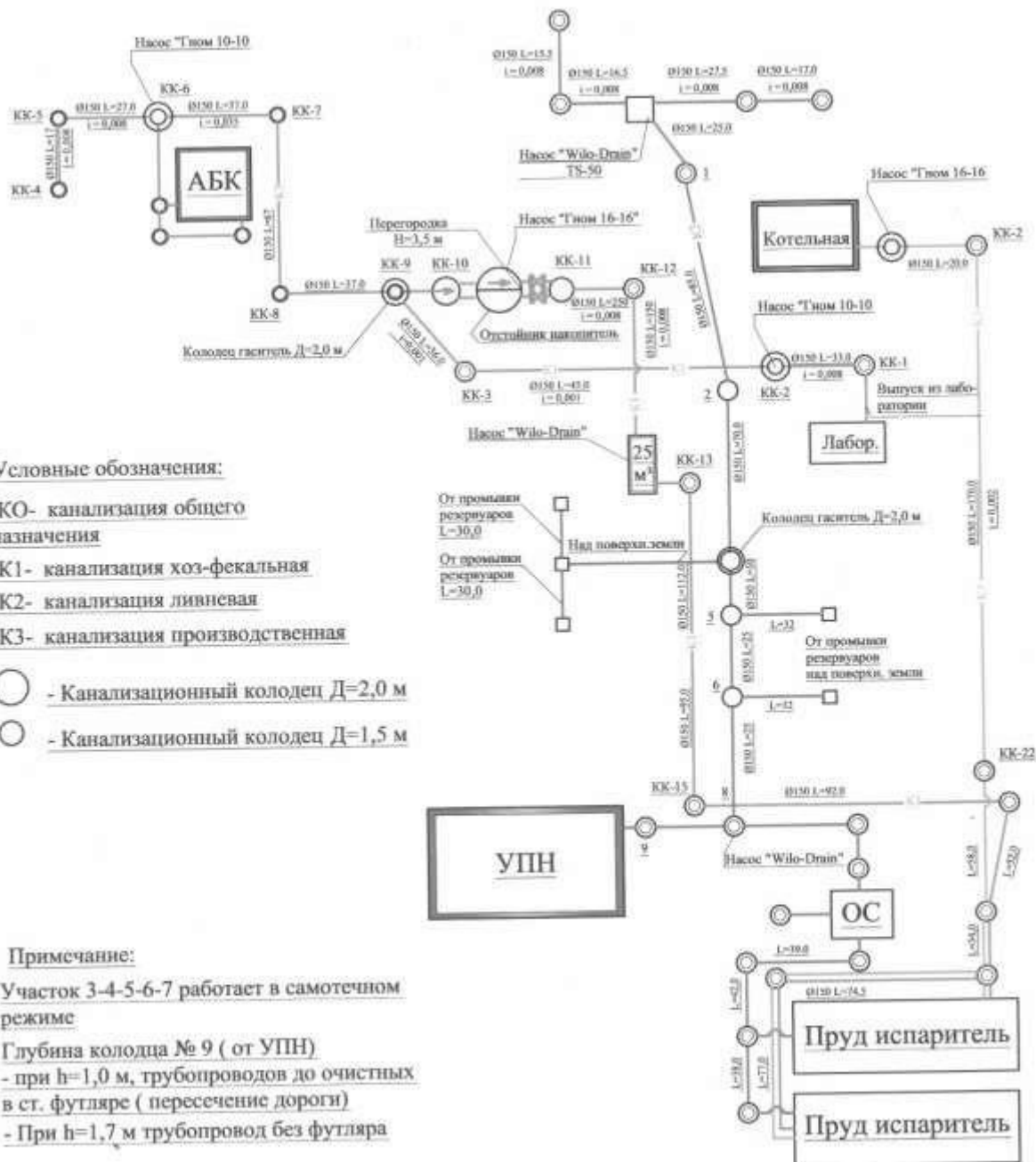
При наличии волновых процессов (сильные ветры, сейсмическое воздействие) верховой откос дамбы крепится железобетонными плитами, низовой укрепляется посевом трав.

Впуск воды в пруд устроен так, чтобы не было размыва дамбы и дна пруда.

Перепуск между секциями пруда осуществляется с помощью асбестоцементной трубы $D = 250...300$ мм.

В теле разделенной дамбы устраивается сухой колодец с задвижкой. Уклон дна пруда 0,001... 0,005.

Водовыпуск устраивается с небольшим порогом 0,3... 0,5 м для сохранения мертвого объема пруда, предотвращающего растрескивания дна пруда и основания дамбы.



РАЗДЕЛ 3. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

В гидрогеологическом отношении Жамбылская область характеризуется наличием благоприятных условий для формирования подземных вод кайнозойского отложения верхнего структурного этажа, имеющие в своем составе ряд водоносных горизонтов и комплексов. Наиболее распространены подземные воды аллювиальных, аллювиально-пролювиальных отложений четвертичного периода, а так же широкий комплекс неогеновых отложений, что и явилось основой Талас-Ассинского месторождения подземных вод. Водовмещающие породы представлены маломощными напластованиями мелко и среднезернистых песков, гравийно-валунно-галечниками с песчаным и глинистым заполнителем различного петрографического состава с линзами дресвы и моренами гравия и гальки в основании четвертичных отложений конгломератов и пестроцветных глин.

В гидрогеологическом отношении район характеризуется наличием благоприятных условий для формирования подземных вод кайнозойского отложения верхнего структурного этажа, имеющие в своем составе ряд водоносных горизонтов и комплексов, которые обладают различными фильтрационными и коллекторными свойствами.

Грунтовые воды приурочены к водоносным комплексам четвертичных аллювиально-пролювиальных отложений предгорных шлейфов. В пределах предгорной наклонной равнины грунтовые воды не распространены повсеместно, грунтовых вод обусловлено инфильтрацией атмосферных осадков, подтоком из зоны выклинивания, окаймляющей предгорные шлейфы. В пределах Жамбылской области, воды конусов выноса обладают низкой минерализацией и устойчивым химически составом. Воды пресные гидрокарбонатно-кальцевые. Водоносные горизонты приурочены к верхнее и среднечетвертичным отложениям, гидравлически взаимосвязанных и образующих единый водоносный горизонт мощностью от 15 до 50 м, с глубиной залегания от дневной поверхности от 23 м. Питание водоносного горизонта происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков. Общее направление подземного потока северо-западное. Воды пресные с общей гидрокарбонатно-сульфатной минерализацией до 1 г/л. Данный водоносный горизонт имеет хорошие эксплуатационные качества для организации хозяйственно-питьевого значения.

По данным изысканий прошлых лет подземные воды находятся на глубине 5-же 7 м возможный максимальный уровень подземных вод по архивным данным будет находится на глубине ниже 7 м от поверхности земли. За период высокого стояния уровня подземных вод принят - весенне-летний период (7 м). низкого значения - осенне-зимний период года (ниже 7 м).

По гидрологическому районированию Талас-Ассинское месторождение подземных вод входит в состав Илийской системы артезианских бассейнов, расположенного в его южной части и приурочено к одноименному конусу выноса рек и частью предгорной равнины. Особенностью формирования Илийской впадины благоприятные условия для накопления значительных запасов подземных вод Талас-Ассинское месторождение подземных вод приурочено водоносным плексами верхнечетвертичных - современных, среднечетвертичных и зосгчетвертичных, аллювиально-пролювиальных отложений, залегающим в гтелелах конусов выноса и прилегающей части предгорной равнины.

Напорные и грунтовые воды среднечетвертичных отложений имеют гидравлическую связь с выше и ниже лежащими, которая наиболее отчетливо и тесно проявляется в полосе предгорных шлейфов. Совершенной изоляции водоносных горизонтов друг от друга не на всей площади их распространения, Характерное повышение гидростатических уровней с глубиной, что свидетельствует о вертикальной разгрузке подземных вод. Общая мощность отложений изменяется в пределах 280-410 м, а водоносных горизонтов 50-200 м. вскрытая мощность горизонтов до 114 м. Пьезометрические уровни водоносных горизонтов, залегающих в интервалах 60-300 м, устанавливались на глубине 14,5 м.

Напорные воды пресные (до 0,5 г/л) гидрокарбонатные, кальциевые, кальциево-натриевые. Отмечается закономерное уменьшение минерализации подземных вод с глубиной, температура воды 11-12°C.

4. ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ

4.1. Водоснабжение

Водоснабжение: Совокупность мероприятий, обеспечивающих забор, хранение, подготовку, подачу и распределение воды через системы водоснабжения водопотребителям.

Водоснабжения объекта осуществляется от собственной скважины № Д-2 и Д-3.

Качество холодной и горячей воды, подаваемой на хозяйственно-питьевые нужды, должно соответствовать СТ РК ГОСТ Р 51232.

Общее водопотребление объектов составляет 175,97954 тыс.м³/год, из них на производственные нужды 161,805 тыс.м³/год, на хозяйственно-питьевые нужды 8,76554 тыс.м³/год. Безвозвратное водопотребление и потери воды 133,8787 тыс.м³/год. Обратная вода составляет 4000 тыс.м³/год.

4.2. Сброс сточных вод

Сброс сточных вод осуществляется в септик с фильтрующим колодцем в объеме 40,43992 тыс.м³/год из них производственные сточные воды составляет 31,6353 тыс.м³/год, хозяйственно-питьевые сточные воды составляет 8,76554 тыс.м³/год.

Отбором проб сточных вод были установлены следующие видов загрязняющих веществ, находящихся в составе выпускаемых сточных вод согласно протоколам с 2023 по 2025 года:

Результат испытаний на 2023-2025 года

№ п.п.	Место замера	Показатели	Концентрация зЗВ за 2023-2025 года, мг/дм ³		Фактический концентрация, мг/дм ³											
			макс.	средн.	1 квартал 2014	2 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2014	1 квартал 2015	2 квартал 2015	3 квартал 2015	4 квартал 2015	1 квартал 2016	2 квартал 2016	3 квартал 2016	4 квартал 2016
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Пруд -испаритель №1	Взвешенные вещества	4,255	3,073225	1,4785	2,2412	2,231	3,088	4,255	2,88	2,75	4,255	4,198	3,224	3,234	3,044
		БПК-5	4,98	4,56083333	4,6	4,93	4,85	4,77	4,98	4	3,9	4,8	4,5	4,8	4,6	4
		Фосфаты	3,33	3,09375					2,82	3,3	3,1	3,3	3,2	2,9	2,8	3,33
		Сульфаты	204,2	168,863333	155	168	159	204	18,57	167,6	171,5	199,5	192,54	204,2	202,6	183,85
		Хлориды	344,5	147,0075	68	72	70	69,1	86,99	149,9	157,7	210,5	209,4	167	159	344,5
		Азот аммонийный	0,28	0,28												0,28
		Нефтепродукты	0,2	0,07941667	0,16	0,11	0,12	0,08	0,2	0,09	0,02	0,03	0,03	0,035	0,034	0,044
		Кальций	83,17	45,4008333	55,3	35,8	34,9	44,8	52	34,62	33,8	35,8	33,6	50,02	51	83,17
		Магний	43,4	38,0383333	31,1	43,4	42,8	39,5	38,6	39,56	37,9	38,6	37,5	34,2	33,5	39,8
2	Пруд -испаритель №2	Взвешенные вещества	4,055	3,4312								4,055	4,044	3,088	3,084	2,885
		БПК-5	4,6	4,26								4,5	4,2	4,6	4,5	3,5
		Фосфаты	3,23	3,1075								3,2	3,23	3	3	
		Сульфаты	214,25	160,34								214,25	210,21	165,9	164,7	46,64
		Хлориды	208,1	183,048								208,1	206,2	163,5	162,4	175,04
		Азот аммонийный	0,251	0,251												0,251
		Нефтепродукты	0,04	0,0318								0,04	0,03	0,033	0,031	0,025
		Кальций	45,8	40,056								34,65	33,63	45,8	44,7	41,5
		Магний	39	32,242								39	38	36	35	13,21

На основании исходных данных, предоставленных заказчиком и данными аккредитованными лабораториями. В результате проведенной работы определены предельно-допустимые сбросы.

Предельно допустимый сброс загрязняющих веществ

№ п/п	Наименование загрязняющих веществ	Утвержденный сброс	
		г/час	т/год
Пруд-испаритель № 1, 2			
1	Взвешенные вещества	2,521631518	0,022089492
2	БПК-5	2,951286712	0,025853272
3	Фосфаты	1,973450753	0,017287429
4	ХПК	2027,379888	17,75984782
5	Железо	1,185255708	0,01038284
6	Жиры	22,51985845	0,19727396
7	Сульфаты	121,0146078	1,060087964
8	Хлориды	204,1602957	1,78844419
9	Азот аммонийный	0,165935799	0,001453598
10	АПАВ	3,555767123	0,03114852
11	Нефтепродукты	0,118525571	0,001038284
12	Кальций	49,28885861	0,431770401
13	Магний	25,72004886	0,225307628
	ИТОГО		21,5719854
Пруд-испаритель № 1, 2			
1	Взвешенные вещества	0,017121275	0,149982368
2	БПК-5	0,020038531	0,17553753
3	Фосфаты	0,013399259	0,117377505
4	Сульфаты	0,82166024	7,1977437
5	Хлориды	1,386199572	12,14310825
6	Азот аммонийный	0,001126664	0,00986958
7	Нефтепродукты	0,00080476	0,0070497
8	Кальций	0,33465956	2,931617745
9	Магний	0,174632979	1,5297849
	ИТОГО		24,26207128

Баланс водопотребления и водоотведения

Производство	Водопотребления тыс.м3/сутки							Водоотведение тыс.м3/сутки			
	Всего	На производственные нужды			На хозяйственно-бытовые нужды	Безвозвратное водопотребление	Всего	Объем сточной воды, повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно-бытовые сточные воды	
		Свежая вода		Оборотная вода							Повторно используемая вода
		Всего	В том числе питьевого качества								
УПН-100	175,97954	161,805	121,35375	4000		8,76554	133,8787	40,43992		31,6353	8,76554

РАЗДЕЛ 5. ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОГО РАЗМЕРА САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ (СЗЗ)

Согласно санитарно-эпидемиологическому заключению № 276 от 28 октября 2013 года, минимальный санитарный разрыв от очистных сооружений "ЛПВ-3" при расчетной производительности "ЛПВ-3" принят 30 м, что соответствует пункту 2 Приложения 3 к Санитарным правилам "Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям" и "Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов".

РАЗДЕЛ 6. НОРМАТИВНЫЕ ПЛАТЕЖИ

Ставки платы за эмиссии в окружающую среду было установлено согласно решению Жамбылского областного маслихата пятого созыва от 07 декабря 2012 года № 10-10 «О повышении ставок платы за эмиссию в окружающую среду».

В соответствии Законом Республики Казахстан "О республиканском бюджете" на соответствующий год. Согласно Закону "О республиканском бюджете на 2015 - 2017 годы", с 1 января 2017 года размер месячного расчетного показателя (МРП) составил 2 121 тенге.

Расчет платежей за загрязнение

Наименование загрязняющих веществ	Масса загрязняющих веществ тонн	МРП	Ставка платежа МРП за 1 т	Сумма платежа тенге
Пруд-испаритель № 1, 2				
Взвешенные вещества	0,0219232	4325	1	94,8178703
БПК-5	0,0256587	4325	4	443,894697
Фосфаты	0,0171573	4325		0
ХПК	17,626155	4325		0
Железо	0,0103047	4325	134	5972,07729
Жиры	0,1957889	4325		0
Сульфаты	1,0521078	4325	0,4	1820,14654
Хлориды	1,7749811	4325	0,1	767,679339
Азот аммонийный	0,0014427	4325	34	212,142418
АПАВ	0,030914	4325	27	3609,98702
Нефтепродукты	0,0010305	4325	268	1194,41546
Кальций	0,4285201	4325		0
Магний	0,2236116	4325		0
ИТОГО	21,4096			14 115
Пруд-испаритель № 1, 2				
Взвешенные вещества	0,1501487	4325	1	649,392924
БПК-5	0,1757321	4325	4	3040,16616
Фосфаты	0,1175076	4325		0
Сульфаты	7,2057238	4325	0,4	12465,9022
Хлориды	12,156571	4325	0,1	5257,71709
Азот аммонийный	0,0098805	4325	34	1452,93076
Нефтепродукты	0,0070575	4325	268	8180,3668
Кальций	2,934868	4325		0
Магний	1,531481	4325		0
ИТОГО	24,28897			31 046
ВСЕГО ПО ПРЕДПРИЯТИЮ	45,69857			45 162

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методика расчета предельно-допустимых сбросов (ПДС) веществ, отводимых со сточными водами предприятий. Алматы, 1997 г.
2. Методика расчета предельно-допустимых сбросов (ПДС) веществ в водные объекты Республики Казахстан со сточными водами. Алматы, 1994 г.
3. Дополнение к методике расчета предельно-допустимых сбросов (ПДС) веществ в водные объекты Республики Казахстан со сточными водами. Раздел 6 «расчет ПДС для накопителей сточных вод». Алматы, 1995 г.
4. Методика расчета предельно-допустимых сбросов (ПДС) веществ в водные объекты со сточными водами. Харьков, 1990 г. Раздел 8 «Условия сбросов сточных вод на городские очистные сооружения».
5. Рекомендации по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно-допустимых сбросов в водные объекты для предприятий. Алматы, 1992 г.
6. Правила приема сточных вод в систему канализации населенных пунктов. РДС РК Алматы, 1999 г.
7. Правила приема производственных сточных вод в систему канализации населенных пунктов. ОНТИ АКХ им. К.Д.Памфилова Москва, 1984 г.
8. СНиП 2.04.01-85 Внутренний водопровод и канализация зданий. Москва, 1986 г.
9. СНиП 2.04.02-84 Водоснабжение. Наружные сети и сооружения. Москва, 1985 г.
10. СНиП 2.04.03-85 Канализация. Наружные сети и сооружения. Москва, 1986 г.
11. Нормы коммунальных услуг для воинских частей, учреждений и военно-учебных заведений. МОРК № 164 от 24.06.2000 г.
12. Справочник проектировщика. Канализация населенных мест и промышленных предприятий. Москва, 1981 г.
13. Справочник «Эксплуатация систем водоснабжения, канализации и газоснабжения». Ленинград, 1988 г.
14. Сборник нормативно-методических документов по охране водных ресурсов. г. Алматы, 1995 г.

РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ

РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ

№ п/п	Наименование водопотребителей (цех, участок)	Ед. изм.	Кол-во	Расход воды на единицу измерения, куб.м.					Годовой расход воды тыс. куб.м.					Безвозвратное водопотребление и потери воды		Количество выпускаемых сточных вод на единицу измерения, куб.м.			Количество выпускаемых сточных вод в год тыс. куб.м.			Примечание
				Оборотная вода	Свежей из источников				Оборотная вода	Свежей из источников				на единицу измерения куб.м.	всего тыс.м3	всего	в том числе:		всего	в том числе:		
					Всего	в том числе:				Всего	в том числе:						производственные стоки	хозяйственно-бытовые стоки		производственные стоки	хозяйственно-бытовые стоки	
						производственно- технические нужды	хозяйственно- питьевые нужды	полив и орошение			производственно- технические нужды	хозяйственно- питьевые нужды	полив и орошение									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Рабочие	человеке	180		0,025		0,025			1,6425		1,6425				0,025		0,025	1,6425		1,6425	365 дней СНиП РК 4.01-41- 2006
2	ИТР	человеке	54		0,016		0,016			0,31536		0,31536				0,016		0,016	0,31536		0,31536	365 дней СНиП РК 4.01-41- 2006
3	Душевая	сетка	8		0,5		0,5			1,46		1,46				0,5		0,5	1,46		1,46	365 дней СНиП РК 4.01-41- 2006
4	Столовая	у.б	396		0,012		0,012			1,73448		1,73448				0,012		0,012	1,73448		1,73448	365 дней СНиП РК 4.01-41- 2006
5	Полив зеленых насаждений	м²	10000		0,006			0,006		5,4			5,4	0,006	5,4							90 дней СНиП РК 4.01-41- 2006
6	Полив твердых покрытий	м²	200		0,0005			0,0005		0,009			0,009	0,0005	0,009							90 дней СНиП РК 4.01-41- 2006
7	Котел	шт	2		78,68	77	1,68			28,7182	28,105	0,6132		69,78	25,4697	8,9	7,22	1,68	3,2485	2,6353	0,6132	365 дней Согласно ТП
8	Ливневые стоки	га	0,02																0,03908			
9	УПН-100	1 тонна переработки нефти	100000	40	1,367	1,337	0,03		4000	136,7	133,7	3		1,03	103	0,32	0,29	0,03	32	29	3	УНВиВ стр. 129. п. 1
ИТОГО:									4000	175,97954	161,805	8,76554	5,409		133,8787				40,43992	31,6353	8,76554	

Предельно допустимый сброс загрязняющих веществ

Категория сточных вод		Смешанные сточные воды			
Наименование объекта, принимающего сточные воды		Пруд-испаритель № 1, 2			
Режим сброса		365	дней в году		
Режим работы		24	часов		
Часовой расход		0,588166667	м3/час		
Суточный расход		14,116	м3/сут		
Годовой расход		5,15234	тыс.м3/год		
№ п/п	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация г/м3	Фактический сброс г/час	Утвержденный сброс	
				г/час	т/год
1	Взвешенные вещества	4,255	2,502649167	2,502649167	0,021923207
2	БПК-5	4,98	2,92907	2,92907	0,025658653
3	Фосфаты	3,33	1,958595	1,958595	0,017157292
4	ХПК	3421	2012,118167	2012,118167	17,62615514
5	Железо	2	1,176333333	1,176333333	0,01030468
6	Жиры	38	22,35033333	22,35033333	0,19578892
7	Сульфаты	204,2	120,1036333	120,1036333	1,052107828
8	Хлориды	344,5	202,6234167	202,6234167	1,77498113
9	Азот аммонийный	0,28	0,164686667	0,164686667	0,001442655
10	АПАВ	6	3,529	3,529	0,03091404
11	Нефтепродукты	0,2	0,117633333	0,117633333	0,001030468
12	Кальций	83,17	1174,02772	48,91782167	0,428520118
13	Магний	43,4	223,611556	25,52643333	0,223611556
	ИТОГО				21,40959569

Категория сточных вод		Производственные сточные воды			
Наименование объекта, принимающего сточные воды		Пруд-испаритель № 1, 2			
Режим сброса		365	дней в году		
Режим работы		24	часов		
Часовой расход		0,004028263	м3/час		
Суточный расход		0,096678301	м3/сут		
Годовой расход		35,28758	тыс.м3/год		
№ п/п	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация г/м3	Фактический сброс г/час	Утвержденный сброс	
				г/час	т/год
1	Взвешенные вещества	4,255	0,017140257	0,017140257	0,150148653
2	БПК-5	4,98	0,020060748	0,020060748	0,175732148
3	Фосфаты	3,33	0,013414114	0,013414114	0,117507641
4	Сульфаты	204,2	0,822571214	0,822571214	7,205723836
5	Хлориды	344,5	1,387736451	1,387736451	12,15657131
6	Азот аммонийный	0,28	0,001127914	0,001127914	0,009880522
7	Нефтепродукты	0,2	0,000805653	0,000805653	0,007057516
8	Кальций	83,17	0,335030597	0,335030597	2,934868029
9	Магний	43,4	0,174826595	0,174826595	1,531480972
	ИТОГО				24,28897063

Результаты инвентаризации выпусков сточных вод

Наименование предприятия (участка, цеха)	Номер выпуска сточных вод	Диаметр выпуска, м	Категория сбрасываемых сточных вод	Режим отведения сточных вод		Расход сбрасываемых сточных вод		Место сброса (приемник сточных вод)	Наименование загрязняющих веществ	Концентрация загрязняющих веществ за 2014-2016 года, мг/дм3	
				ч/сут.	сут./год	м³/ч	м³/год			макс.	средн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Смешанные сточные воды	1	0,5	Смешанные сточные воды	24	365	0,58816667	5,15234	Пруд-испаритель № 1, 2	Взвешенные вещества	4,255	3,073
									БПК-5	4,98	4,98
									Фосфаты	3,33	3,33
									ХПК	3421	3421
									Железо	2	2
									Жиры	38	38
									Сульфаты	204,2	168,86333
									Хлориды	344,5	147,0075
									Азот аммонийный	0,28	0,28
									АПАВ	6	6
									Нефтепродукты	0,2	0,0794167
									Кальций	83,17	45,400833
									Магний	43,4	38,03833
Производственные сточные воды	1	0,5	Производственные сточные воды	24	365	0,58816667	5,15234	Пруд-испаритель № 1, 2	Взвешенные вещества	4,255	3,4312
									БПК-5	4,98	4,26
									Фосфаты	3,33	3,1075
									Сульфаты	204,2	160,34
									Хлориды	344,5	183,048
									Азот аммонийный	0,28	0,251
									Нефтепродукты	0,2	0,0318
									Кальций	83,17	40,056
									Магний	43,4	32,242

Нормативы сбросов загрязняющих веществ по предприятию

Номер выпуска	Наименование показателя	Существующее положение					Нормативы сбросов, г/ч, и лимиты сбросов, т/год, загрязняющих веществ на перспективу 2027-2036 года					Год достижения ПДС
		Расход сточных вод		Концентрация на выпуске, мг/дм3	Сброс		Расход сточных вод		Допустимая концентрация на выпуске, мг/дм3	Сброс		
		м³/ч	тыс. м³/год		г/ч	т/год	м³/ч	тыс. м³/год		г/ч	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Смешанные сточные воды	Взвешенные вещества	0,037	0,321	848	272,208	0,272208	0,58816667	5,15234	4,255	2,50264917	0,021923207	2017
	БПК-5			1690	542,49	0,54249			4,98	2,92907	0,025658653	2017
	Фосфаты			100	32,1	0,0321			3,33	1,958595	0,017157292	2017
	ХПК			3421	1098,141	1,098141			3421	2012,11817	17,62615514	2017
	Железо			2	0,642	0,000642			2	1,17633333	0,01030468	2017
	Жиры			38	12,198	0,012198			38	22,3503333	0,19578892	2017
	Сульфаты			76	24,396	0,024396			204,2	120,103633	1,052107828	2017
	Хлориды			46	14,766	0,014766			344,5	202,623417	1,77498113	2017
	Азот аммонийный			15	4,815	0,004815			0,28	0,16468667	0,001442655	2017
	АПАВ			6	1,926	0,001926			6	3,529	0,03091404	2017
	Нефтепродукты			103,6	33,2556	0,0332556			0,2	0,11763333	0,001030468	2017
	Кальций				0	0			83,17	48,9178217	0,428520118	2017
	Магний				0	0			43,4	25,5264333	0,223611556	2017
	Всего:					2,0369376					21,4095957	
Производственные сточные воды	Взвешенные вещества	5,129	40,99	200	1025,8	8,198	0,00402826	35,28758	4,255	0,01714026	0,150148653	2017
	БПК-5			75	384,675	3,07425			4,98	0,02006075	0,175732148	2017
	Фосфаты			3,3	16,9257	0,135267			3,33	0,01341411	0,117507641	2017
	Сульфаты			100	512,9	4,099			204,2	0,82257121	7,205723836	2017
	Хлориды			60	307,74	2,4594			344,5	1,38773645	12,15657131	2017
	Азот аммонийный			20	102,58	0,8198			0,28	0,00112791	0,009880522	2017
	Нефтепродукты			40	205,16	1,6396			0,2	0,00080565	0,007057516	2017
	Кальций			160	820,64	6,5584			83,17	0,3350306	2,934868029	2017
	Магний			40	205,16	1,6396			43,4	0,17482659	1,531480972	2017
	Всего:					28,623317					24,2889706	

«УТВЕРЖДАЮ»

Директор

ТОО "Амангельдинский ГПЗ"



Даирбаев Б.К.

План мероприятий по охране окружающей среды на 2027-2036 года

№ п/п	Наименование мероприятий	Объем планируемых работ	Общая стоимость тыс.тенге	Источник финансирования	Срок выполнения		План финансирования тыс. тенге				Ожидаемый экологический эффект от мероприятия т/год
					Начало	Конец	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 -2036 гг.	
1	2	3	4	5	6	7				8	12
1. Охрана воздушного бассейна											
1.1.	Организация экологического контроля и мониторинга на участке за выбросами вредных веществ	Отбор проб воздуха на источнике и на границе СЗЗ	3900	Собственные средства	июл.27	ноя.36	300	400	400	2800	Контроль качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ
	ИТОГО		3900				300	400	400	2800	
2. Охрана рационального использования водных ресурсов											
2.1.	Организация экологического контроля и мониторинга на сточные воды за соблюдением нормативов ПДС	Отбор проб сточной воды из септика	1950	Собственные средства	сен.27	ноя.36	150	200	200	1400	Контроль качества сброса сточных вод
	ИТОГО		1950				150	200	200	1400	
3. Охрана от воздействия на прибрежные и водные экосистемы											
Не предусматривается											
4. Охрана земельных ресурсов											
Не предусматривается											
5. Охрана и рациональное использование недр											
Не предусматривается											
6. Охрана флоры и фауны											
6.1.	Высадка саженцев деревьев и кустарников на территории производственной базы	15 саженцев в год	1040	Собственные средства	ноя.29	ноя.33			130	910	
	ИТОГО		1040				0	0	130	910	

7. Обращение с отходами производства и потребления											
7.2.	ТБО сортировка согласно морфологического состава для сбора мусора в металлических контейнерах - 0,0306 тонн	Металлоломы 1,5%	Без затрат	Без затрат	июл.27	ноя.36					0,000459 тонн
		Пластмасс 4%			июл.27	ноя.36				0,001224 тонн	
		Бумага 3,5 %			июл.27	ноя.36				0,001071 тонн	
7.3.	Самовывоз ТБО на полигон ТБО по договору	4 раза в месяц	2300	Собственные средства	июл.27	ноя.36	230	230	230	1610	0,0306 тонн/год
	ИТОГО		2300				230	230	230	1610	
8. Радиационная, биологическая и химическая безопасность											
Не предусматривается											
9. Внедрение систем управления и безопасных наилучших технологий											
Не предусматривается											
10. Научно-исследовательские, изыскательские и другие разработки											
Не предусматривается											
11. Экологическое просвещение и пропаганда											
11.1.	Подписка на периодические издания на экологические газеты	Годовая подписка	100	Собственные средства	июл.27	Ноя36	10	10	10	70	
	ИТОГО		100				10	10	10	70	
	ВСЕГО:		9 290,00							5 880,00	

«УТВЕРЖДАЮ»

Директор



№ п/п	№ водовыпуска, категория сточных вод	Место отбора	Наименование загрязняющих веществ	Периодичность контроля	Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
1.	Водовыпуск № 1 смешанные сточные воды	Точка сброса в Пруд накопитель № 1, 2	Взвешенные вещества	1 раз квартал	Аккредитованная лаборатория	По утвержденным методикам
			БПК-5			
			Фосфаты			
			ХПК			
			Железо			
			Жиры			
			Сульфаты			
			Хлориды			
			Азот аммонийный			
			АПАВ			
			Нефтепродукты			
			Кальций			
			Магний			
2	Водовыпуск № 2 производственные сточные воды	Точка сброса в Пруд накопитель № 1, 2	Взвешенные вещества	1 раз квартал	Аккредитованная лаборатория	По утвержденным методикам
			БПК-5			
			Фосфаты			
			Сульфаты			
			Хлориды			
			Азот аммонийный			
			Нефтепродукты			

№ п/п	№ водовыпуска, категория сточных вод	Место отбора	Наименование загрязняющих веществ	Периодичность контроля	Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
			Кальций			
			Магний			