



АО "Институт "КазНИПИЭнергопром"

“Institute “KazNIPiEnergoProm” JSC

ГСЛ №000291 от 07.04.1995г.

ГСЛ №000291 от 21.06.2023г.

Лицензия №01284Р от 05.02.2009г.

GSL No. 000291 from 04.07.1995

GSL No. 000291 from 06.21.2023

License No. 01284Р from 02.05.2009

Заказчик – АО «Алматинские электрические станции»

ЕРС-подрядчик – Консорциум DONGFANG ELECTRIC INTERNATIONAL CORPORATION, POWERCHINA SEPCO1 Electric Power Construction Co., Ltd, POWERCHINA HEBEI ELECTRIC POWER ENGINEERING Co., Ltd

Главный проектировщик - «HBEC, POWER CHINA Hebei Electric Power Engineering Co.,Ltd»

Customer – Almaty Power Plants JSC

ЕРС-contractor – Consortium DONGFANG ELECTRIC INTERNATIONAL CORPORATION, POWERCHINA SEPCO1 Electric Power Construction Co., Ltd, POWERCHINA HEBEI ELECTRIC POWER ENGINEERING Co., Ltd

Chief Designer - «HBEC, POWER CHINA Hebei Electric Power Engineering Co.,Ltd»



**«Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией
воздействия на окружающую среду»**

Проект

**«Modernization of Almaty CHP-2 with minimization of the
environmental impact»**

Project

ПРОЕКТ ПРЕДЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫХ СТОКОВ

DRAFT MAXIMUM PERMISSIBLE DISCHARGE STANDARDS

24.1547.01-ПДС

CHP2-P-ALL-ALL-ALL-SEP-RPT-002-000-00



АО "Институт "КазНИПИЭнергопром"

ГСЛ №000291 от 07.04.1995г.

ГСЛ №000291 от 21.06.2023г.

Лицензия №01284Р от 05.02.2009г.

Заказчик – АО «Алматинские электрические станции»

ЕРС-подрядчик – Консорциум DONGFANG ELECTRIC INTERNATIONAL CORPORATION, POWERCHINA SEPCO1 Electric Power Construction Co., Ltd, POWERCHINA HEBEI ELECTRIC POWER ENGINEERING Co., Ltd

Главный проектировщик - «HBEC, POWER CHINA Hebei Electric Power Engineering Co., Ltd»

«Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду»

Проект

ПРОЕКТ ПРЕДЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫХ СТОКОВ

24.1547.01-ПДС

Филиал «HBEC, POWER CHINA Hebei Electric Power Engineering Co., Ltd»

Руководитель



Zheng Liguo

АО "Институт "КазНИПИЭнергопром"

Председатель Правления

Главный инженер

Главный инженер проекта



Ж.М. Медетов

М.А. Васильев

В.А. Темирзянов

г. Алматы, 2026г.

Зам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

АННОТАЦИЯ

В соответствии с действующей методикой определения нормативов эмиссий в окружающую среду в Республике Казахстан, произведены расчеты определения предельно допустимой концентрации загрязняющих веществ и расчеты нормативов допустимых сбросов (НДС) загрязняющих веществ, поступающих со сточными водами в испарительные поля Алматинской ТЭЦ-2.

Алматинская ТЭЦ-2 имеет три выпуска сточных вод, через который в испарительные поля сбрасываются сточные воды, представленные производственными и ливневыми сточными водами.

Для сточных вод нормативы установлены по следующим семи загрязняющим веществам: хлориды, сульфаты, нитраты, железо, СПАВ, нефтепродукты, взвешенные вещества. Вещества 1-го и 2-го класса опасности с одинаковым лимитирующим признаком вредности, обладающие эффектом суммации вредного воздействия, в составе сточных вод отсутствуют.

Нормативы допустимых сбросов установлены на расчетный период по всем загрязняющим веществам на уровне фактических (проектных) значений концентраций в сбрасываемых сточных водах. Общее количество загрязняющих веществ, в составе сбрасываемых сточных вод в каждое испарительное поле через один водовыпуск составит: **98 056,220 г/час, 804,061 т/год**; общее количество загрязняющих веществ, сбрасываемых в составе сточных вод через два водовыпуска составит **196 112,440 г/час, 1608,122 т/год**.

СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ	4
1.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ	6
2.	ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	9
	2.1 Краткая характеристика технологии производства, технологического оборудования, используемого сырья и материалов	9
	2.2 Краткая характеристика очистных сооружений сточных вод	16
	2.3 Оценка степени соответствия применяемой технологии производства и методов очистки сточных вод, передовому научно-техническому уровню в стране и за рубежом	23
	2.4 Перечень загрязняющих веществ в составе сбрасываемых сточных вод	25
	2.5 Сведения о количестве сточных вод, используемых внутри объекта, сбрасываемых в водные объекты и передаваемых другим операторам	26
	2.6 Сведения о конструкции водовыпускного устройства и инженерных сооружений для транспортировки сточных вод	27
	2.7 Обоснование полноты и достоверности исходных данных о расходе сточных вод	27
3.	ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИЕМНИКА СТОЧНЫХ ВОД	31
	3.1 Характеристика испарительных полей	31
	3.2 Метеорологическая характеристика района расположения объекта	32
	3.3 Состояние подземных вод в районе испарительных полей	36
	3.4 Водный баланс испарительных полей	39
4.	РАСЧЕТ ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ	39
5.	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИЙНЫХ СБРОСОВ СТОЧНЫХ ВОД	42
6.	КОТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ	43
7.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОСТИЖЕНИЮ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ	48
8.	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	49

ВВЕДЕНИЕ

Действующий Экологический кодекс Республики Казахстан [Л.1] обязывает каждого водопользователя, сбрасывающего сточные воды в водный объект, исходить из условия соблюдения нормативов качества поверхностных вод в определенных пунктах водопользования. Решение проблемы нормирования качества вод, подверженных антропогенному воздействию, требует научно-обоснованного ограничения на сброс вод в водотоки, т.е. установление величины нормативного допустимого сброса (НДС) веществ, максимально допустимой к отведению с установленным режимом в водный объект с целью обеспечения норм качества воды в контрольном створе.

Значения НДС для каждого из рекомендованных к нормированию веществ устанавливались расчетным путем в соответствии с определением совокупности допустимых значений показателей состава и свойств воды водного объекта, в пределах которых надежно обеспечивается здоровье населения, благоприятные условия водопользования и экологическое благополучие водного объекта.

Проект НДС для Алматинской ТЭЦ-2 разрабатывается впервые в привязке к соответствующей проектной документации намечаемой деятельности для получения комплексного экологического разрешения. Основанием для выполнения данной работы является разработка проекта «Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду».

НДС для Алматинской ТЭЦ-2 разрабатывался в соответствии со следующими нормативными документами:

- Экологический кодекс Республики Казахстан;
- Водный кодекс Республики Казахстан;
- «Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду» (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 11 марта 2021 года №

22317);

- «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденные приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

- Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 24 ноября 2022 года № ҚР ДСМ-138 об утверждении «Гигиенических нормативов показателей безопасности хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования».

Разработчик проекта:

АО "Институт "КазНИПИЭнергопром", имеющий лицензию МООС РК №01284 Р от 05.02.2009г., выданную Министерством охраны окружающей среды Республики Казахстан, на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды.

Адрес разработчика:

Республика Казахстан, 050004 г. Алматы, пр. Абылай хана, 58 А
эл. почта; office@kner.kz, тел.: +7 (727) 273-47-87

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ

Реквизиты оператора:

Наименование: АО «Алматинские электрические станции»,
Алматинская ТЭЦ-2

Юридический адрес: Республика Казахстан, г. Алматы, пр. Достык, 7

Фактический адрес: Республика Казахстан, город Алматы, Алатауский район, мкр. Алгабас, ул. 7, дом 130.

Электронный адрес: kancel@ales.kz

Тел/факс: 8(727)2540331, 8(727)2507974

БИН: 060640001713

Вид основной деятельности Алматинской ТЭЦ-2 имени А. Жакутова (далее – ТЭЦ-2) – комбинированная выработка тепловой и электрической энергии с осуществлением покрытия тепловых и электрических нагрузок внешних потребителей и собственных нужд.

Намечаемая деятельность осуществляется на действующей промышленной площадке ТЭЦ-2.

В настоящее время установленная электрическая мощность ТЭЦ-2 составляет 510 (445) МВт, тепловая – 1 411 (952) Гкал/ч.

По выбранному варианту реконструкции Алматинской ТЭЦ-2 предусмотрено строительство ГТ-ТЭЦ с установленной мощностью 557 МВт (электрическая мощность), 957 Гкал/ч (тепловая мощность) с устанавливаемым оборудованием: 1хПГУ(1+1+1); 1хГТУ SGT5-2000E Siemens Energy; 1хКУП типа MHDB-SGT5-2000E-Q1, MHI Power Dongfang Boiler; 1хПТ типа LZC80.5-7.49/[0.6] -510/[225] Dong Fang Turbine; 2хКоГТУ (1+1) ст.№2.3; 1хГТУ SGT5-2000E Siemens Energy; 1х MHDB-SGT5-2000E-S1 MHI Power Dongfang Boiler; Водогрейные котлы: 4х QXS116-3,5/185/100-Q №1,2,3,4 АО Power Dongfang Boiler; Паровые

котлы: 3xSZS25-1,4/250-Q №1,2,3 Power Dongfang Boiler (Заключение (положительное) на Проект «Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду» РГП «Госэкспертиза» №02-0130/25 от 06.10.2025 г., Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории №KZ24VCZ03776751 от 05.11.2024 г. на СМР).

На основании Дорожной карты по внедрению наилучших доступных техник утвержденным Вице-министром энергетики от 23.05.2025г и Протокола Технического Совета №-08/1/2-261 от 02.07.2025г было рассмотрено на период пуско-наладочных переходных режимов после ввода газовой части в течение 2027-2030 годов, включая зимний максимум в эксплуатации предполагается сохранить функционирование существующих 4 паровых котла (КА ст. №2,4,6 БКЗ 420-140-7с; КА ст. №8 Е-420-13,8-560), 3 паровых турбин (ТА ст. №2,3 ПТ-80/100-130/13; ТА ст. №6 Т-110/120-130-5) в осенне-зимний период (ОЗП) и 3 паровых котла и 2 паровых турбины в летний период. Во избежание срыва бесперебойной поставки тепловой и электрической энергии потребителям из-за сбоя поставки природного газа планируется с 2027 по 2030 годы оставить в работе 4 паровых котла, 3 паровых турбин в период ОЗП и 3 паровых котла, 2 паровых турбины в летний период.

Электрическая и тепловая мощность с выделением существующего оборудования угольной части составляет: 270 МВт и 425 Гкал. Режим работы золоотвала будет осуществляться следующим образом: одна из секций будет использоваться для складирования ЗШО и приема стоков, вторая секция будет использоваться, как пруд испаритель (испарительное поле).

Место размещения ТЭЦ-2: Республика Казахстан, г. Алматы, Алатауский район, мкр-н Алгабас, ул.7, дом 130, площадка действующей ТЭЦ-2 АО "АлЭС". ТЭЦ-2 размещается на двух площадках. На площадке №1 (промплощадка) - расположены объекты основного и вспомогательного назначения, предназначенные для

выработки тепловой и электрической энергии, на площадке №2 расположен золоотвал комбинированной системы золошлакоудаления (КСЗШУ).

Площадка №1 ТЭЦ-2 находится на северо-западной окраине г. Алматы. Площадка вытянута с юга на север на 1,5 км. Вдоль южной границы промплощадки проходит магистральный газопровод Бухарского газоносного района - Ташкент-Бишкек-Алматы.

Вдоль восточной границы промплощадки ТЭЦ-2, за объездной автодорогой, расположены пахотные земли; вдоль подъездного ж.д. пути, за автохозяйством, размещается асфальтовый завод.

На расстоянии 2,5 км от южной границы промплощадки ТЭЦ-2 размещается микрорайон Алгабас, на расстоянии 3 км - микрорайон Коккайнар. На расстоянии 1 км от юго-восточной границы промплощадки ТЭЦ-2 размещается жилая зона 13 микрорайон.

Вдоль западной стороны промплощадки под откосом протекает ручей Кокузек, в пойме которого размещаются дачные участки. На выходе из пос. Алгабас ручей с помощью вододелителя отводится в бетонную трубу, проложенную под землей, и впадает у северной дамбы золоотвала в Кокузекское водохранилище. Кокузекское водохранилище находится северо-западнее промплощадки ТЭЦ-2 на расстоянии 2 км.

Площадка №2 находится на левом берегу ручья Кокузек. Здесь расположен золоотвал ТЭЦ-2 комбинированной системы складирования золошлаковых отходов. С юго-западной стороны золоотвала (золоотвала №2 сухого складирования) на расстоянии 300м протекает р. Аксай, севернее - Большой Алматинский канал. Между промплощадкой и золоотвалом протекает р. Карагайлы.

Площадка ГТ-ТЭЦ находится вне водоохранной зоны водных объектов района размещения р. Карагайлы, р. Аксай, Большой Алматинский канал им. Кунаева, которые согласно Постановлению акимата города Алматы от 31 марта 2016 года №1/110, составляют 120 м, таким образом согласование с РГУ "Балкаш-Алакольская

бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета водного хозяйства Министерства водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан" не требуется.

Площадь, занимаемая промплощадкой №1 составляет 93 га, площадь, занимаемая промплощадкой №2 – 325 га. Землепользование осуществляется на правах долгосрочной аренды в соответствии с актом (приложение 1). Категория земель - земли населенных пунктов. Целевое назначение земельного участка – для размещения энергокомплекса ТЭЦ-2.

Водозаборы поверхностных вод, места отдыха в районе расположения предприятия и в пределах его санитарно-защитной зоны отсутствуют.

Ситуационная карта-схема района размещения ТЭЦ-2 приведена в приложении 2.

В процессе эксплуатации ТЭЦ-2 после ее реконструкции на сжигание газа, производственные и дождевые стоки предусматривается отводить на испарительном поле.

В соответствии с пп.1.2 п.1 Раздела 1 Приложения 2 к Экологическому Кодексу РК [Л.1] Алматинская ТЭЦ-2 относится к объекту I категории.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1 Краткая характеристика технологии производства, технологического оборудования, используемого сырья и материалов

В настоящее время установленная электрическая мощность ТЭЦ-2 составляет 510 (445) МВт, тепловая – 1 411 (952) Гкал/ч.

Режим работы существующей ТЭЦ-2 – по тепловому графику с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла.

По выбранному варианту модернизации Алматинской ТЭЦ-2 предусмотрено строительство ГТ-ТЭЦ с установленной мощностью 557

МВт (электрическая мощность), 957 Гкал/ч (тепловая мощность).

Выработка электроэнергии на Алматинской ТЭЦ-2 после реконструкции предусмотрена по диспетчерскому графику.

Основным назначением Алматинской ТЭЦ-2 после модернизации является выработка тепловой и электрической энергии по перспективному графику тепловых и электрических нагрузок потребителей города Алматы и Алматинской области на уровне 2030 г.

Режим работы ТЭЦ-2 – круглосуточный, в течение всего года с обеспечением:

- в отопительный период – комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в горячей воде на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение внешним потребителям и на собственные нужды ТЭЦ-2;

- в летний период года – работа ПГУ в конденсационном режиме (тепловая нагрузка потребителей в горячей воде отсутствует).

Новая ГТ-ТЭЦ на газе заменяет существующую угольную ТЭЦ-2 с сохранением и консервацией основного оборудования, и использованием его в переходной период. Повышение отпуска тепловой энергии ТЭЦ-2 предусматривается за счет реализации ТЭО "Реконструкция с полной перекладкой тепломагистрали ТЭЦ-2-ЗТК". Тепломагистраль "ТЭЦ-2 – ЗТК" переводится в двухтрубный режим (2Ду1000 (ПВ) + 1Ду1000(ОВ), повышается отпуск тепла по существующим тепломагистралям ТМ "ТЭЦ-2 –ТЭЦ-1" и ТМ в Алатауский район, 2Ду800. ТЭЦ-2 является самым крупным энергоисточником города Алматы, работает в базовом режиме, совместно с ЗТК. В летнем режиме ТЭЦ-2 обеспечивает всю зону АО "АлЭС" горячей водой с полным остановом ТЭЦ-1 и ЗТК.

Проектом реализуется:

- установка одного блока ПГУ(1+1+1) на базе ГТУ SGT5 2000E Siemens Energy, установка парового котла-утилизатора MHDB-SGT5-2000E-Q1 Dongfang Boiler с встроенным деаэратором в барабан низкого давления, подогревом конденсата в трубном пучке котла для снижения

расхода пара на деаэратор и снижении температуры уходящих газов котла за счет установки подогрева сетевой воды, установка основной (60м) и байпасной дымовой трубы (50м), установка паровой теплофикационной турбины 1хТ53,1/81,9-7,84/0,47-495,3/160,8 Dongfang Turbine с сетевыми подогревателями и конденсатором, эжекторами, пуско-сбросными БРОУ в конденсатор турбины, установка в примыкающем к главному корпусу приемке циркуляционных насосов для охлаждения конденсатора паровой турбины, установка в отдельном приемке насосов охлаждающей воды вспомогательного оборудования, установка продувочных и дренажных баков и насосов;

- установка двух блоков КоГТУ(1+1) на базе ГТУ SGT5 2000E Siemens Energy, установка двух водогрейных котлов-утилизаторов MHDB-SGT5-2000E-S1 Dongfang Boiler с замкнутым контуром, работающем на обессоленной воде, с теплообменником и циркуляционными насосами, установки продувки и подпитки замкнутого контура, установка сетевых насосов второго подъема водогрейных котлов-утилизаторов (2х3265м³/ч), в составе каждого блока КоГТУ. Деаэрация подпиточной воды замкнутого контура КУВ производится в деаэраторе водогрейной котельной;

- установка трех паровых котлов собственных нужд под наддувом 25т/ч, 1,4 МПа, 250°С типа SZS25-1,4/250- Q, с дутьевым вентилятором, с деаэратором и насосами питательной воды, системой дренажей и продувок котлов. Схемой подключения деаэратора ДА-100 и ДА-50 обеспечивается взаимозаменяемость и совместная работа деаэраторов;

- на основании Дорожной карты по внедрению наилучших доступных техник утвержденной Вице-министром энергетики от 23.05.2025г и Протокола Технического Совета №-08/1/2-261 от 02.07.2025г было рассмотрено на период пуско-наладочных переходных режимов после ввода газовой части в течение 2027-2030 годов, включая зимний максимум в эксплуатации предполагается сохранить функционирование существующих 4 паровых котла (КА ст.

№2,4,6 БКЗ 420-140-7с; КА ст. №8 Е-420-13,8-560), 3 паровых турбин (ТА ст. №2,3 ПТ-80/100-130/13; ТА ст. №6 Т-110/120-130-5) в осенне-зимний период (ОЗП) и 3 паровых котла и 2 паровых турбины в летний период.

Система горячего водоснабжения потребителей - открытая. Температурный график теплосети – 95/70 °С.

В качестве основного и резервного топлива для Алматинской ТЭЦ-2 с энергоблоками ПГУ предусматривается природный газ.

На период пуско-наладочных переходных режимов после ввода газовой части в течение 2027-2030 годов будут эксплуатироваться следующие системы водоотведения: хозяйственно-бытовая канализация; дождевая канализация; производственная канализация; стоки, загрязненные нефтепродуктами; канализация аварийных маслосточков.

Стоки хозяйственно-бытовой канализации отводятся в канализацию города насосной №2, расположенной в районе мазутного хозяйства, и насосной №3, расположенной в 3 км от площадки ТЭЦ-2. Производственные и дождевые стоки после очистки используются в цикле ТЭЦ. Дождевые стоки с кровель главного корпуса, ОВК-1 и ОВК 2, территории ТЭЦ, а также переливы с градирен отводятся по самотечному коллектору в насосную станцию промливневых вод №1 и подаются в золоотвал для подпитки системы гидрозолоудаления. Все промышленные сточные воды главного корпуса, в том числе продувка котлов, отводятся в систему ГЗУ. Замасленные и замазученные стоки с территории масло-мазutoхoзяйства, ремонтных мастерских, гаража бульдозеров и других сооружений поступают самотеком в промливневую канализацию и отводятся в систему гидрозолоудаления. Продувочные воды циркуляционной системы отводятся в бак засоленных стоков и далее насосами, установленными в фильтровальном зале ВПУ, отводятся на золоотвал. Аварийные маслосток и от существующих открытых установок трансформаторов маслoбaкoв турбин самотеком отводятся в подземный резервуар. В

систему ГЗУ на золоотвал отводятся: отработанные кислые и щелочные стоки обессоливающей установки после нейтрализации; замазученные стоки и конденсат мазутного хозяйства; сточные воды главного корпуса, в том числе продувка котлов.

Система отведения стоков угольной части остается на существующем уровне. После введения в эксплуатацию ТЭЦ-2 на сжигание газа, для отведения производственных стоков предусматриваются испарительные поля на секциях №1 и №2 золоотвала №1 площадью зеркала 120 га. На испарительное поле будут направляться стоки от ВПУ циркуляционной системы и очищенные нефтесодержащие стоки после предусмотренных очистных сооружений. Испарительные поля №1 и №2 с учетом испарительной способности местности, осадков и потерь на фильтрацию через ложе и дамбы, обеспечат прием и утилизацию промышленных стоков в объеме 1059,016 тыс. м³/год.

Гидрозолоотвал №1 расположен на расстоянии 500м с западной стороны от промплощадки ТЭЦ. Промплощадка связана с действующим золоотвалом эксплуатационным проездом по которому проложены 5 ниток золошлакопроводов. В настоящий момент секции №1 и №2 эксплуатируются в качестве промежуточных гидрозолоотвалов системы комбинированного складирования золошлаковых отходов ТЭЦ-2. Одна из секций будет подготовлена в качестве испарительного поля для приёма промстоков. До окончания переходного периода вторая секция будет эксплуатироваться для приёма золошлаковой пульпы, в результате деятельности угольной части.

После окончания переходного периода испарительное поле будет обустроено в обеих секциях гидрозолоотвала, который выводится из эксплуатации. В секциях №1 и №2 гидрозолоотвала №1 выполняется выемка золошлаков глубиной 3,0м в объеме 3 600,0 тыс. м³, со складированием на золоотвале №2 сухого складирования. Для сокращения фильтрации в секциях №1 и №2 золоотвала №1

предусматривается выполнить противофильтрационный экран из суглинка толщиной 1,0 м.

Расчетное среднегодовое количество осадков принимается по материалам изысканий и составляет 0,8088 м/м².

Расчетное среднегодовое испарение с водной поверхности принимается по материалам изысканий и составляет 1,5341 м/м².

Потери на фильтрацию с площади испарительных полей в соответствии с расчётами составили 155,0 тыс. м³/год или 0,129м³/год/м².

Таблица водного баланса испарителя.

Приходная составляющая водного баланса тыс. м3/год		Расходная составляющая водного баланса тыс. м3/год.	
Приток производственных сточный вод	Осадки	Испарение	Фильтрация
1 059,016	808,8	1 534,1	155,0

Испарительные поля №1 и №2 с учетом испарительной способности местности, осадков и потерь на фильтрацию через ложе и дамбы обеспечат прием и утилизацию промышленных стоков в объеме 1 059,016 тыс.м³/год, в течении всего периода эксплуатации, при этом максимальный горизонт воды составит 0,49 м, гребень испарителей превышает максимальный горизонт заполнения на 1,51 м.

Площадь испарительных полей №1 и №2 незначительно превышает требуемую площадь (позволяет дополнительно принять 178,716 тыс. м³ стоков). Некоторое увеличение площади испарителя позволяет зарезервировать испарительную способность на случай непредвиденных сбросов промышленных стоков.

Проектом, при определении запаса над максимальным горизонтом заполнения, учтено влияние ветрового воздействия. Высота максимального стояния уровня воды (0,32-0,49м) на испарительной площадке не превышает 5 месяцев. Нагон и накат волны при ветре 5% обеспеченности в сумме, составит 0,45 м. На откосах испарителей сохраняется крепление из валунно-галечника, предусмотренное при строительстве золоотвалов гидравлического

складирования №1 и №2. Проектируемые испарительные поля относятся ко II классу, в зависимости от социально экономической ответственности и условий эксплуатации.

Для подачи производственных стоков на испарительные поля предусматривается бак-усреднитель производственных стоков $W=1000\text{м}^3$ со зданием для обработки и насосной станцией производительностью $130,0\text{ м}^3/\text{час}$, напором 50 м.

Сеть производственной канализации от насосной станции до испарительных полей прокладывается подземно, из полиэтиленовых труб PE100 SDR17-200x11.9, глубина заложения $1,5\div 2,0\text{м}$.

Срок службы испарителя предусмотрен на весь период работы электростанции.

При полном переводе ТЭЦ-2 на сжигание газа предусматривается консервация сооружений системы внешнего гидрозолоудаления, включая: золошлакопроводы с павильонами опорожнения, трубопроводы осветленной воды, оборудование насосной станции осветленной воды.

Источником водоснабжения Алматинской ТЭЦ-2 является Талгарское месторождение подземных вод, расположенное в 25 км от города Алматы. Вода на площадку ТЭЦ-2 подается насосной станцией горводопровода №29 по двум водоводам $\varnothing 700\text{ мм}$ и двум водоводам $\varnothing 800\text{ мм}$.

Вода питьевого качества на электростанции используется для подпитки теплосети, подпитки котлов, подпитки оборотной системы техводоснабжения, на производственные и хозпитьевые нужды, пожаротушение. Условия и объемы воды регламентированы Договором между ГКП на ПХВ «Алматы Су» и АО «АлЭС», договор №13640 от 03.01.2024 г. Также на технологические нужды для подготовки обессоленной воды используется вода из скважин №3362, 3363, расположенных на площадке ТЭЦ-2.

Забор подземных вод выполняется согласно разрешению на

спецводопользование №KZ79VTE00112551 от 03.05.2022 г., выданное Балхаш-Алакольской бассейновой инспекцией по регулированию использования и охране водных ресурсов.

Водопотребление ТЭЦ-2, согласно отчету о заборе, использовании и водопотреблении воды за 2025 год, форма 2-ТП (водхоз), составило 33 546, 8 тыс. м³ в год.

По данному проекту источники водоснабжения сохраняются, суммарное водопотребление ТЭЦ-2 составляет 306 682 тыс. м³/год, в том числе на производственные нужды 306 607 тыс. м³/год, 75,0 тыс. м³/год на хозяйственно-питьевые нужды.

Баланс водопотребления и водоотведения ТЭЦ-2 приведен с учетом оборотных систем водоснабжения и повторного использования стоков в цикле станции, а также с учетом использования продувочной воды циркуляционной системы, в качестве исходной воды.

Баланс водопотребления и водоотведения выполнен на основе схемы промстоков ТЭЦ-2 и даст только количественную оценку отвода стоков.

Все производственные стоки направляются на испарительные поля №1, 2. В канализацию города, отводятся хозяйственные стоки, в соответствии с «Технологическими условиями на подключение к сетям в сфере водоотведения» №2956 от 10 ноября 2023г.

2.2 Краткая характеристика очистных сооружений сточных вод

На Алматинской ТЭЦ-2 предусмотрена установка очистки нефтесодержащих стоков. Установка очистки нефтесодержащих стоков предназначена для очистки нефтесодержащих стоков от оборудования главного корпуса ПГУ (протечки сальников насосного оборудования, смыв полов и пр.).

Стоки, загрязненные нефтепродуктами, от проектируемого главного корпуса, в количестве 10,0 м³/час (макс. 25,0 м³/час), напорной линией отводятся на проектируемые очистные сооружения нефтесодержащих стоков, расположенные в здании ВПУ циркуляционной системы.

Прокладка трубопроводов предусмотрена в основном на эстакаде.

В пристанционном узле, от главного корпуса до эстакады, предусматривается подземная прокладка трубопровода из стальных труб $\varnothing 100\text{мм}$ с устройством поддона.

Стоки после очистки направляются в бак-усреднитель производственных стоков с последующей подачей на испарительное поле, подача стоков предусматривается частично на эстакаде, частично подземной прокладке на глубине 1,5м из стальных труб $\varnothing 100\text{мм}$.

Производительность установки принимается до $25 \text{ м}^3/\text{ч}$, предусматривается установка двух линий производительностью до 4 л/с ($14,4 \text{ м}^3/\text{ч}$) каждая. Одна линия в работе, вторая в резерве.

Загрязненные нефтепродуктами стоки с содержанием нефтепродуктов до 50 мг/л подаются в емкость гашения напора, где происходит гашение напора и равномерное распределение потока нефтесодержащих стоков, поступающих на установку очистки нефтесодержащих стоков.

Емкость гашения напора представляет собой герметичную емкость из полипропилена, оборудованную шахтой для обслуживания (горловиной), подводящим, отводящим и вентиляционным патрубками. Установка оснащается сигнализатором уровня осадка с соответствующим датчиком, который при превышении установленного уровня взвешенных веществ сообщает о необходимости удаления накопившегося осадка на дне емкости. Периодическое удаление донного осадка осуществляется при помощи ассенизационной машины с последующим вывозом в места утилизации.

Из емкости гашения напора загрязненные стоки в безнапорном режиме поступают на очистку в комплексную станцию очистки стоков, представляющую собой резервуар-емкость из полипропилена, разделенную перегородками, образующими основные отсеки. Станция оборудована двумя шахтами обслуживания (горловинами),

подводящим, отводящим и вентиляционным патрубками.

В состав комплексной станции очистки стоков входит следующее оборудование:

- Пескоуловитель (тонкослойный модуль);
- Коалесцентный фильтр для выделения нефтепродуктов;
- Сорбционный фильтр.

Тонкослойный модуль предназначен для отделения минеральных примесей и нерастворенных взвешенных веществ, как большой крупности, так и мелкодисперсных взвешенных веществ.

Коалесцентный фильтр предназначен для конгломерации мелкодисперсных взвешенных веществ в большие скопления, для улавливания их в дальнейшем. При помощи коалесцентного фильтра также происходит укрупнение нефтепродуктов и их улавливание при помощи установленной полупогруженной перегородки.

Сорбционный фильтр предназначен для окончательной обработки сточной воды и доведения качественных показателей стоков до необходимой степени. Принцип его работы – это сорбция загрязняющих веществ и удержание их в теле фильтра. При накоплении предельной массы загрязнений в фильтре необходимо произвести его замену или регенерацию.

Комплексная станция очистки поверхностного стока оснащается сигнализаторами уровня взвешенных веществ и отделившихся нефтепродуктов с соответствующими датчиками. При превышении установленного уровня накопившегося осадка на дне емкости и уровне отделившихся нефтепродуктов срабатывает соответствующий сигнализатор. Периодическое удаление донного осадка и отделившихся нефтепродуктов осуществляется при помощи ассенизационной машины с последующим вывозом в места утилизации.

Очищенные стоки с остаточным содержанием нефтепродуктов не более 0,05 мг/л насосами насосной станции перекачиваются в бак-отстойник предприятия.

Эффективность очистки комплексной станции от взвешенных веществ составляет 99,8%, от нефтепродуктов - 99,9%. Характеристика эффективности работы очистных сооружений приведена в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1

Состав очистных сооружений	Наименование показателей по которым производится очистка	Мощность очистных сооружений						Эффективность работы					
		Проектная			Фактическая			Проектные показатели			Фактические показатели (средние за 3 года)		
		м³/час	м³/сут.	тыс.м³/год	м³/час	м³/сут.	тыс.м³/год	Концентрация, мг/дм³		Степень очистки %	Концентрация мг/дм³		Степень очистки %
								до очистки	после очистки		до очистки	после очистки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Установка очистки нефтесодержащих стоков	Взвешенные вещества	10	240	70	-	-	-	2000,0	4,0	99,8	-	-	-
	Нефтепродукты							50,0	0,1	99,9	-	-	-

Для отвода дождевых стоков от проектируемых и существующих зданий (частично) предусматриваются две насосные станции дождевых стоков. Насосными станциями дождевые стоки напорными трубопроводами подаются в существующей коллектор Ø1000 мм, затем по существующей схеме на испарительные поля №1 и №2.

Общая площадь водосбора (территория проектируемой площадки) оборудованная дождевой канализацией составляет 18,08га, в том числе:

- крыши зданий и сооружений 3,2га;
- площадь дорожных покрытий- площадь озеленения 4,2га; 3,3га;
- площадь заняти инженерными коммуникациями – 7,38га.

Расчетный расход дождевых стоков составил 425,0 л/сек.

Производственные (засоленные) стоки по проектируемым напорным трубопроводам 2Ø200мм из полиэтиленовых и стальных труб направляются на испарительные поля №1, №2.

С 1-очередью, с вводом водогрейной котельной, производственные стоки по существующей схеме, совместно со стоками существующей части, отводятся в систему гидрозолоудаления

на существующий золоотвал №1, секцию №2.

Со 2-очередью (1 ПК), с вводом ПГУ, стоки по существующей схеме, отводятся в систему гидрозолоудаления на существующий золоотвал №1, секцию № 2.

В этот период строится испарительное поле №1, в секции №1 золоотвала №1, бак-усреднитель производственных стоков с насосной станцией производственных стоков и трубопроводом Ø200 мм на площадке ТЭЦ-2 (от насосной до ограды ТЭЦ) и внеплощадочный трубопровод Ø200 мм (от ограды ТЭЦ до испарительного поля №1).

Со 2-очередью (2 ПК), с вводом КоГТУ, стоки отводятся на испарительное поле №1. В этот период строится испарительное поле №2 и второй трубопровод производственных стоков.

Для подачи производственных стоков на испарительные поля предусматривается бак-усреднитель производственных стоков $W=1000\text{м}^3$ со зданием для обработки и насосной станцией (приведено в технологической части проекта).

Насосная станция производительностью $130,0\text{ м}^3/\text{час}$, напором 50 м.

Внутриплощадочная сеть производственной канализации от насосной станции до ограды ТЭЦ прокладывается подземно, из полиэтиленовых труб PE100 SDR17-200x11.9, глубина заложения $1,5\div2,0\text{м}$.

Внеплощадочные трубопроводы производственных стоков из полиэтиленовых труб PE100 SDR17-200x11.9, от ограды ТЭЦ до испарительных полей, проложены подземно на глубине $1,5\text{-}2,0\text{м}$, по дамбе "сухого" лога.

Переход через существующую железную дорогу предусмотрен стальными трубами $2\text{Ø}200\text{мм}$ по существующей эстакаде ГЗУ.

Трубопроводы выполнены с антикоррозийной защитой усиленного типа с тепловой изоляцией.

Для подачи производственных стоков главного корпуса и

водогрейной котельной в бак-усреднитель предусматриваются четыре насосных станции №1, №2 $Q=50,0\text{м}^3/\text{час}$, $H=25\text{м.в.с.т.}$, №3, $Q=8,0\text{м}^3/\text{час}$, $H=25\text{м.в.с.т.}$, №4, $Q=30,0\text{м}^3/\text{час}$, $H=25\text{м.в.с.т.}$

В комплект насосных станций входит: насосное оборудование, запорная арматура, датчики уровня, шкаф управления (наружного исполнения).

В проектируемую насосную станцию №1 отводятся стоки опорожнения паровых котлов, расположенных в главном корпусе.

В проектируемую насосную станцию №2 отводятся стоки опорожнения водогрейных котлов, расположенных в водогрейной котельной. Насосные станции производительностью по $50\text{м}^3/\text{час}$.

В насосных устанавливаются по два погружных насоса (один рабочий, один резервный) производительностью по $50\text{м}^3/\text{час}$, напором 25м, марки 80WQ60-20-7,5 с глубиной подводящего коллектора 2,65м. На подводящих коллекторах установлены задвижки $\varnothing 300\text{мм}$ с электроприводом, которые автоматически закрываются при аварийном уровне в резервуаре.

Включение и отключение насосов предусмотрено от датчиков уровней воды, установленных в приемном резервуаре.

В проектируемую насосную станцию №3 отводятся стоки опорожнения трубопроводов сетевой воды водогрейной котельной.

Насосная станция №3 производительностью $8,0\text{м}^3/\text{час}$. В насосных устанавливаются по два погружных насоса (один рабочий, один резервный) марки 50WA15-25-3, производительностью по $8,0\text{м}^3/\text{час}$ каждый, напором 25м.

В проектируемую насосную станцию №4 отводятся стоки опорожнения трубопроводов сетевой воды главного корпуса. Насосная станция №4 производительностью $30,0\text{м}^3/\text{час}$.

В насосной станции устанавливаются два погружных насоса (один рабочий, один резервный) марки 65WQ25-30-5,5, производительностью по $30,0\text{м}^3/\text{час}$ каждый, напором 25м.

На подводящих коллекторах насосных станций №3 и №4, внутри водогрейной котельной и главного корпуса устанавливаются задвижки Ø80 и Ø150мм (соответственно), с электроприводом, которые автоматически закрываются при аварийном уровне.

Насосные станции производственных стоков №1÷4 работают без постоянного обслуживающего персонала. Подземная часть насосных станций №1÷4 предусмотрена из монолитного железобетона, приведена в строительной части проекта.

Самотечная сеть от главного корпуса и водогрейной котельной до насосных станций из стальных труб Ø80мм и Ø300мм, подземной прокладкой с усиленной изоляцией с устройством поддона напорная сеть от насосных станций №1÷№4, прокладывается по эстакаде.

Аварийные маслостоки

Канализация аварийных маслостоков предназначена для аварийного отвода масла и воды, применяемой при тушении пожара и атмосферных вод из трансформаторных ям под трансформаторами в проектируемые баки аварийного слива трансформаторного масла.

В настоящем проекте предусматривается канализация аварийных маслостоков от проектируемых трансформаторов в районе главного корпуса и ОРУ.

В соответствии с выполненными расчетами в пристанционном узле от блочных трансформаторов предусмотрены два бака аварийного слива трансформаторного масла №1, №2 объемом 120м³ каждый. Подводящий трубопровод на отметке – 2,0м от поверхности земли, диаметром Ø300мм. От автотрансформаторов предусмотрен один бак аварийного слива трансформаторного масла №3 объемом 90,0м³. Подводящий трубопровод на отметке – 1,8м от поверхности земли, диаметром Ø200мм.

От управляющего шунтирующего реактора предусмотрены два бака аварийного слива трансформаторного масла №4, №5 объемом 50м³ каждый. Подводящий трубопровод на отметке – 1,6м от

поверхности земли, диаметром Ø150мм.

От гравийных ям проектируемых трансформаторов аварийные маслостоки отводятся по чугунным трубам Ø150÷300мм в баки аварийного слива масла с установкой смотровых колодцев из сборного железобетона.

2.3 Оценка степени соответствия применяемой технологии производства и методов очистки сточных вод, передовому научно-техническому уровню в стране и за рубежом

Под наилучшими доступными технологиями понимаются технологии и организационные мероприятия, которые позволяют свести к минимуму воздействие на окружающую среду.

Понятие технология – включает в себя как саму используемую технологию, так и ее разработку, строительство, введение в эксплуатацию, работу и вывод из эксплуатации.

Технологии являются доступными, если они разработаны в масштабе, необходимом для реализации в соответствующих промышленных секторах, с экономически приемлемыми условиями, на основе выгод и затрат, приемлемого для предприятия.

Технология являются наилучшими, если они наиболее эффективны в достижении высокого общего уровня охраны окружающей среды, в целом.

Разработка технологических процессов осуществлялась также с учетом мероприятий по обеспечению безопасности производства в области охраны окружающей среды.

Современные способы очистки сточных вод можно разделить на механические, физико-химические, химические и биологические.

Сооружения механической очистки сточных вод предназначены для задержания нерастворенных примесей. К ним относятся решетки, сита, песколовки, отстойники и фильтры различных конструкций. Решетки и сита предназначены для задержания крупных загрязнений

органического и минерального происхождения. Песколовки служат для выделения примесей минерального состава, главным образом, песка. Отстойники задерживают оседающие и плавающие загрязнения сточных вод. Для очистки производственных сточных вод, содержащих специфические загрязнения, применяют сооружения, называемые жирословками, нефтеловушками, масло- и смолоуловителями и др.

Физико-химические методы очистки сточных вод, в основном, применяют для очистки производственных сточных вод. К методам физико-химической очистки производственных сточных вод относятся: реагентная очистка, сорбция, экстракция, эвапорация, дегазация, ионный обмен, озонирование, электрофлотация, хлорирование, электродиализ и др. К химическим методам очистки относятся: нейтрализация, окисление и восстановление

Биологические методы очистки сточных вод основаны на жизнедеятельности микроорганизмов, которые минерализуют растворенные органические соединения, являющиеся для микроорганизмов источниками питания. Всю совокупность биологических методов очистки условно разделяют на две группы, которые зависят от вида используемых микроорганизмов: аэробный способ – для очистки воды применяются бактерии, жизнедеятельность которых возможна только при неограниченном доступе кислорода; анаэробный способ – использование микроорганизмов, которые не нуждаются в кислороде. Аэробный способ очистки бытовых и промышленных вод дополнительно делится на категории. Это могут быть: аэротенки, биофильтры, естественная биологическая очистка на биологических прудах, полях фильтрации.

На Алматинской ТЭЦ-2 для более эффективной очистки сточных применяются различные виды очистки в зависимости от характера загрязнения стоков.

Для достижения наилучшего эффекта очистка сточных вод предусматривается в несколько ступеней с прохождением различных этапов очистки. Проектируемые очистные сооружения имеют высокую

эффективность очистки.

Для минимизации воздействия на окружающую среду, а именно: снижение потребления свежей воды и сброса сточных вод, предусматривается использование всех очищенных сточных вод на технологические нужды предприятия. Сброс сточных вод в поверхностные водные объекты, подземные горизонты и на рельеф местности не предусматривается.

Анализ применяемых методов очистки сточных вод позволяет сделать вывод о том, что проектные решения по очистке сточных вод соответствуют требованиям нормативной документации и современному научно-техническому уровню в Республике Казахстан, в странах ближнего и дальнего зарубежья.

2.4 Перечень загрязняющих веществ в составе сбрасываемых сточных вод

Согласно п.55 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду [Л.3] перечень веществ, включаемых в расчет нормативов допустимых сбросов, зависит от качественного состава сбрасываемых вод, образуемых в технологическом цикле, и специфических условий водопользования.

Согласно проекту в испарительные поля будут отводиться стоки водоподготовительных установок, от установки обратного осмоса, от установки ультрафильтрации, от установки нейтрализации, от установки очистки нефтесодержащих стоков и дождевые и талые воды с территории предприятия. Сточные воды от данного оборудования представляют собой засоленные сточные воды, химически загрязненные сточные воды, нефтесодержащие сточные воды. Химически загрязненные сточные воды предварительно собираются в баке-нейтрализаторе для их нейтрализации, а нефтесодержащие сточные воды направляются на установку очистки. Затем все сточные воды (засоленные, нейтрализованные, очищенные от нефтепродуктов, дождевые и талые воды) собираются в баки сбора сточных вод,

смешиваются и отводятся на испарительные поля.

Согласно проекту смешанные сточные воды, отводимые в испарительные поля, характеризуются составом, приведенным в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1

№ п/п	Наименование вещества	Класс опасности	ПДК, мг/дм ³	Лимитирующий признак вредности
1	Хлориды	4	350,0	Органолептический
2	Сульфаты	4	500,0	Органолептический
3	Нитраты	3	45,0	Санитарно-токсикологический
4	Железо	3	0,3	Санитарно-токсикологический
5	СПАВ	3	0,5	Общесанитарный
6	Нефтепродукты	3	0,3	Органолептический
7	Взвешенные вещества	-	-	-

Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ приняты из Гигиенических нормативов показателей безопасности хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования, утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 24 ноября 2022 года № ҚР ДСМ-138.

2.5 Сведения о количестве сточных вод, используемых внутри объекта, сбрасываемых в водные объекты и передаваемых другим операторам

С целью рационального использования водных ресурсов на Алматинской ТЭЦ-2 предусматривается оборотная система водоснабжения. Оборотная система предназначена для охлаждения технологического оборудования, такого как: конденсаторы турбин, подшипники, холодильники и пр. Охлаждение воды оборотной системы осуществляется посредством шести вентиляторных градирен, из которых четыре существующие и две проектируемые микроградирни. Производительность каждой вентиляторной градирни составляет 6400 м³/час, время работы – 7000 час/год. Баланс водопотребления и водоотведения – 32 425 277 м³/год, из них: подпитка теплосети – 25 653

588 м³/год, обессоленная вода – 715 837 м³/год, технологические потери – 6 023 884 м³/год, хозяйственная вода – 31 968 м³/год.

Сброс сточных вод в водные объекты, подземные горизонты, на рельеф местности и передача сточных вод другим операторам не предусматривается.

2.6 Сведения о конструкции водовыпускного устройства и инженерных сооружений для транспортировки сточных вод

Сточные воды, отводимые на испарительные поля – смешанные очищенные производственные и ливневые сточные воды с территории промышленной площадки Алматинской ТЭЦ-2.

К производственным стокам относятся стоки, загрязненные нефтепродуктами, засоленные стоки, аварийные маслостоки.

Существующая канализация

Стоки, загрязненные нефтепродуктами

Замасленные и замазученные стоки с территории масломазутохозяйства, ремонтных мастерских, гаража бульдозеров и других сооружений самотеком поступают в промливневую канализацию ТЭЦ-2 и затем в систему гидрозолоудаления.

Засоленные стоки от водоподготовки и от продувки циркуляционной системы в настоящее время отводятся в систему гидрозолоудаления.

Аварийные маслостоки от существующих открытых установок трансформаторов самотеком отводятся в подземный резервуар.

Подача стоков с промплощадки на испарительные поля предусматривается по трубопроводам производственно-дождевых стоков с помощью канализационной насосной станции. Установка приборов учета сточных вод, отводимых на испарительные поля не предусмотрена.

КНС располагается на территории Алматинской ТЭЦ-2 в районе расположения бака-усреднителя производственных и дождевых стоков.

Стоки, загрязненные нефтепродуктами, от проектируемого главного корпуса, в количестве 10,0 м³/час (макс. 25,0 м³/час),

напорной линией отводятся на проектируемые очистные сооружения нефтесодержащих стоков, расположенные в здании ВПУ цирксистемы.

Прокладка трубопроводов предусмотрена в основном на эстакаде.

В пристанционном узле, от главного корпуса до эстакады, предусматривается подземная прокладка трубопровода из стальных труб $\varnothing 100\text{мм}$ с устройством поддона.

Стоки после очистки направляются в бак-усреднитель производственных стоков с последующей подачей на испарительные поля, подача стоков предусматривается частично на эстакаде, частично подземной прокладке на глубине 1,5м из стальных труб $\varnothing 100\text{мм}$.

Трубопроводы транспортировки сточных вод на испарительные поля:

- внутриплощадочная сеть производственной канализации - трубы полиэтиленовые PE100 SDR17-200x11.9, глубина заложения 1,5÷2,0м;
- внеплощадочные трубопроводы производственных стоков - трубы полиэтиленовые PE100 SDR17-200x11.9, глубина заложения 1,5÷2,0м, по дамбе "сухого" лога;
- способ прокладки – подземный.

Сброс очищенных сточных вод в испарительные поля осуществляется по двум водовыпускам (№1, №2), т.е. в каждое испарительное поле осуществляется сброс сточных вод через свой отдельный водовыпуск, что позволяет управлять процессом накопления воды в испарителях. Испарительные поля заполняются стоками с гребня дамбы.

Водовыпуск №1 (Испарительное поле №1) – водовыпускное устройство представляет собой трубу стальную диаметром 325x7 мм, весьма усиленной изоляции, выпуск воды осуществляется сверху.

Водовыпуск №2 (Испарительное поле №2) – водовыпускное устройство представляет собой трубу стальную диаметром 325x7 мм,

весьма усиленной изоляции, выпуск воды осуществляется сверху.

2.7 Обоснование полноты и достоверности исходных данных о расходе сточных вод

Нормативами сбросов в водные объекты являются расчетные значения предельно допустимых сбросов, под которыми понимается масса вещества в сточных водах, максимально допустимая к отведению с установленным режимом в данном пункте водного объекта в единицу времени с целью обеспечения норм качества воды в контрольном створе.

Нормативы сбросов устанавливаются, исходя из условий недопустимости превышения ПДК загрязняющих веществ в установленном контрольном створе или на участке водного объекта с учетом его целевого использования.

В качестве предельно допустимых концентраций в целях нормирования сбросов в водные объекты принимаются концентрации, соответствующие виду водопользования водного объекта.

Расчет нормативов допустимых сбросов проводится по «Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду», утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 11 марта 2021 года № 22317.

Расчет нормативов предельно допустимых сбросов выполнен на основе проектных данных. Планируемый расход сточных вод, сбрасываемых в испарительные поля, на расчетный период определен по проектным данным.

Баланс водопотребления и водоотведения приведен в таблицах 2.7.1 и 2.7.2.

Таблица 2.7.1

Баланс водопотребления и водоотведения

Производство	Водопотребление, тыс.м³/сут						Безвозвратное потребление	Водоотведение тыс.м³/сут				Примечание
	Всего	На производственные нужды				На хозяйственно-бытовые нужды		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									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Основное производство	840,02	100,54	97,68	734,81	4,67							
уголь		72,90	70,04	544,44	2,01							
газ		27,64	27,64	190,37	2,66							
Хозпитьевые нужды	0,20	0,20	0,20									
Всего:	840	100,74	97,88	734,81	4,67	0,20	0				0,45	

Таблица 2.7.2

Баланс водопотребления и водоотведения

Производство	Водопотребление, тыс.м³/год						Безвозвр атное потребле ние	Водоотведение тыс.м³/год				Примечание
	Всего	На производственные нужды				На хозяйственно- бытовые нужды		Всего	Объем сточной воды повторно используемой	Производст венные сточные воды	Хозяйственно- бытовые сточные воды	
		Свежая вода		Оборотная вода	Повторно используемая вода							
		всего	в том числе питьевого качества									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Основное производство	306 607	36 696	35 653	268 205	1 706							
уголь		26 607	25 565	198 719	734							
газ		10 089	10 089	69 486	973							
Хозпитьевые нужды	75	75	75								163	
Всего:	306 682	36 771	35 728	268 205	1 706	75	0				163	

3. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИЕМНИКА СТОЧНЫХ ВОД

3.1 Характеристика испарительных полей

При переводе Алматинской ТЭЦ-2 на сжигание газа, смешанные производственные и дождевые стоки предусматривается отводить на испарительные поля. Размещаться данные поля будут на действующей в настоящее время комбинированной системе золошлакоудаления:

Испарительные поля обустройства в секциях №1 и №2 гидрозолоотвала №1, которые будут выводиться из эксплуатации и реконструироваться поочередно.

В секциях №1 и №2 гидрозолоотвала №1 выполняется выемка золошлаков глубиной 3,0м в объеме 3 600,0 тыс. м³, со складированием на площадке размещения сухих золошлаковых отходов. Для сокращения фильтрации в секциях №1 и №2 гидрозолоотвала №1 предусматривается выполнить противофильтрационный экран из суглинка толщиной 1,0 м.

По поверхности геомембраны предусмотрено устройство защитного слоя из супесчаного грунта толщиной 0,5 м. Поверх защитного слоя из супеси на откосах для защиты от размыва предусмотрен защитный слой из щебня фракции 40-70мм.

Характеристика испарительных полей №1, №2 приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1.

Наименование параметра	Значение параметра	
	Испарительное поле №1 (секция №1)	Испарительное поле №2 (секции №2)
Площадь зеркала, га	60,0	60,0
Площадь основания, га	20,09	17,56
Емкость секции, млн.м ³	13,9	13,0
Высота дамбы, м	18	18
Максимальный уровень заполнения секции, м	1,5	1,5
Глубина выемки золошлаков, м	3,0	3,0
Объем выемки золошлаков, тыс м ³	1 800	1 800

3.2 Метеорологическая характеристика района расположения объекта

Участок проектирования испарительных полей расположен в г. Алматы.

Характеристика климата и природных условий приведена по данным СП РК 2.04-01-2017 "Строительная климатология".

Климат района резкоконтинентальный. Особенности климата района определяются широтностью и наличием орографических элементов на его поверхности. Совокупность климатообразующих факторов обуславливает преобладание жаркой сухой погоды с резкими сезонными и суточными колебаниями температур воздуха. Лето жаркое, зима умеренно холодная, мягкая. Весной и летом отмечаются ливневые дожди.

Климатические данные по метеостанции г. Алматы: (СП РК 2.04-01-2017);

Климатический район: III-B;

Снеговой район - II;

Снеговая нагрузка 1,2(0,120) кПа(кгс/м²);

Ветровой район скоростных напоров – III;

Ветровая нагрузка 0,38(38) кПа(кгс/м²).

Климатические параметры холодного периода года:

Абсолютная минимальная температура воздуха - (- 37,70С);

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,98 - (-23,30С);

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 - (-20,10С);

Температура воздуха наиболее холодных суток с обеспеченностью 0,98- (-26,90С);

Температура воздуха наиболее холодных суток с обеспеченностью 0,92- (-23,40С);

Температура воздуха с обеспеченностью 0,94- (-8,10С);

В таблице 3.2.1 представлены данные по температуре атмосферного

воздуха.

Таблица 3.2.1

Климатические параметры холодного периода года

Средняя продолжительность (сут) и температура воздуха (0С) периодов со средней суточной температурой воздуха, 0С, не выше					
0		8		10	
Продолжи- тельность	температура	Продолжи- тельность	температура	Продолжи- тельность	температура
105	-2,9	164	0,4	179	0,8

Дата начала и окончания отопительного периода (период с температурой воздуха не выше 80С) -22.10-03.04, среднее число дней с оттепелью за декабрь-февраль - 9, средняя месячная относительная влажность в 15 ч наиболее холодного месяца (января) - 65%; за отопительный сезон - 75%, среднее количество осадков за ноябрь-март - 249 мм, среднее месячное атмосферное на высоте установки барометра за январь - 924,1 гПа, преобладающее направление ветра за декабрь-февраль - южное, средняя скорость за отопительный период - 0,8 м/с, максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь - 2,0 м/с.

Климатические параметры теплого периода года:

Атмосферное давление на высоте установки барометра: среднемесячное за июль - 912,7 гПа, среднее за год - 920,547 гПа.

Высота барометра над уровнем моря – 846,5 м;

Температура воздуха с обеспеченностью 0,95 – 28,20С;

Температура воздуха с обеспеченностью 0,96 – 28,90С;

Температура воздуха с обеспеченностью 0,98 – 30,80С;

Температура воздуха с обеспеченностью 0,99 – 32,40С;

Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца (июля) – (+ 300С), абсолютная максимальная температура воздуха - (+43,40С), средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца (июля) – 36%, среднее количество осадков за апрель-октябрь – 429 мм, суточный максимум осадков за год: средний из максимальных -39 мм; наибольший из максимальных-78 мм.

Преобладающее направление ветра (румбы) за июнь-август – южное, минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль – 1,0 м/с,

повторяемость штилей за год 22 %.

Среднегодовое количество осадков – $249+429=678$ мм, продолжительность залегания устойчивого снежного покрова составляет 102 дня.

Средняя месячная и годовая температуры наружного воздуха представлена в таблице 3.2.2, амплитуда температуры воздуха представлена в таблице 3.2.3, среднее за год число дней с температурой воздуха ниже и выше заданных пределов представлено в таблице 3.2.4, данные по влажности воздуха представлены в таблице 3.2.5.

Таблица 3.2.2

Средняя месячная и годовая температуры наружного воздуха

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
Алматы	-5,3	-3,6	2,9	11,5	16,5	21,5	23,8	22,7	17,5	9,9	2,6	-2,9	9,8

Таблица 3.2.3

Средняя за месяц и год амплитуды температуры воздуха

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
г. Алматы	9,6	9,4	9,6	11,1	11,1	11,5	12	12,5	12,5	11,4	9,5	9	10,8

Таблица 3.2.4

Среднее за год число дней с температурой воздуха ниже и выше заданных пределов

Среднее число дней с минимальной температурой воздуха равной и ниже			Среднее число дней с максимальной температурой и выше		
-35°C	-30°C	-25°C	25°C	30°C	34°C
0,0	0,0	0,2	108,2	44,5	9,4

Таблица 3.2.5

Средняя за месяц и год относительная влажность, %

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
г. Алматы	78	76	71	59	57	49	47	45	49	63	73	79	62

Ветер

Скорости ветра в Алматы незначительны и колеблются от 1 до 2 м/с. Усиление ветра наблюдается в летние месяцы и ослабление до штилевых значений зимой. В это время года происходит застаивание притекающих с севера масс воздуха, способствующих развитию вдоль гор зимних

инверсий, которые придают устойчивость приземным слоям атмосферы. Суммарная повторяемость штилей и очень слабых ветров составляет 59 %. Зимой такие условия погоды наблюдаются в 77 % случаев. В окрестностях города продолжительность штилевой погоды сокращается.

Скорость ветра, повторяемость которой не превышает 5%, составляет 3 м/с.

Таблица 3.2.6

Природно-климатические условия участка проектирования

Наименование показателя	Величина	Обоснование
Климатический подрайон	IIIB	СП РК 2.04-01-2017* Прил. А, рис.А.1
Зона влажности	3 сухая	МСН 2.04-03-2004, прил.3
Расчетная температура наружного воздуха, °С:		СП РК 2.04-01-2017*
абсолютная минимальная	-37,7	СП РК 2.04-01-2017*
абсолютная максимальная	+43,4	СП РК 2.04-01-2017*
наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92	-23,4	СП РК 2.04-01-2017*
Температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92, °С	-20,1	СП РК 2.04-01-2017*
Среднегодовая температура наружного воздуха, °С	+10,8	СП РК 2.04-01-2017*
Средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °С	+0,4	СП РК 2.04-01-2017*
Средняя температура наружного воздуха за неотапливаемый период, °С	17,62	СП РК 2.04-01-2017*
Среднемесячная температура наружного воздуха наиболее холодного месяца, январь, °С	-5,3	СП РК 2.04-01-2017*
Среднемесячная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца, июль, °С	+23,8	СП РК 2.04-01-2017*
Среднегодовая температура, °С	+9,8	СП РК 2.04-01-2017*
Температура при нормальных условиях, °С	+15	ГОСТ Р 52200-2004*
Температура начала отопительного периода, °С	+8	СП РК 2.04-01-2017*
Продолжительность отопительного периода ≤ 8 °С, сут	164	СП РК 2.04-01-2017*
Начало отопительного периода, дата	22.10	СП РК 2.04-01-2017*
Окончание отопительного периода, дата	03.04	СП РК 2.04-01-2017*
Среднее число дней с минимальной температурой воздуха равной и ниже ≤ -25 °С,	0,2	СП РК 2.04-01-2017*
Среднее число дней с максимальной температурой воздуха равной и выше $\leq +25$ °С,	108,2	СП РК 2.04-01-2017*
Среднее число дней с максимальной температурой воздуха равной и выше $\leq +30$ °С,	44,5	СП РК 2.04-01-2017*
Среднее число дней с максимальной температурой воздуха равной и выше $\leq +34$ °С,	9,4	СП РК 2.04-01-2017*
Высота барометра над уровнем моря, м	846,5	СП РК 2.04-01-2017*
Относительная влажность, зима/лето/год, %	75/36/62	СП РК 2.04-01-2017*
Атмосферное давление на высоте установки барометра, среднемесячное за июль/январь, гПа	912,7/924,1	СП РК 2.04-01-2017*
Атмосферное давление на высоте установки барометра, среднее за год, гПа	920,547	СП РК 2.04-01-2017*
Нормативное значение веса снегового покрова (II район), кПа	0,7	СНиП 2.01.07-85*
Нормативное значение ветрового давления (III район), кПа	0,38	СНиП 2.01.07-85*
Сейсмичность района строительства, баллы	9	СНиП РК 2.03.30-2017

Наименование показателя	Величина	Обоснование
Сейсмичность площадки строительства, баллы	10	СН РК 2.03.07-2001 Застройка города Алматы и прилегающих территорий с учетом сейсмического районирования
Категория грунтов по сейсмическим свойствам	III	СНиП РК 2.03.30-2017 таб.4.1. СН РК 2.03.07-2001 Прил.2

3.3 Состояние подземных вод в районе испарительных полей.

На площадке вскрыты подземные воды верхнечетвертичного аллювиально-пролювиального горизонта с уровнем свободной поверхности на глубине 16,50 м, что соответствует абсолютной отметке 730,90 м. Сезонная амплитуда колебания уровня подземных вод составляет 0,5 м с максимумом в марте и минимумом в декабре.

Подземные воды не превысят абсолютной отметки 731,50 м и влияния на проектируемое строительство не окажут.

Питание водоносного горизонта происходит преимущественно, путем фильтрации из водоносных горизонтов конусов выноса, расположенных гипсометрически выше. Остальной объем подземных вод формируется за счет инфильтрации речных вод в паводок, а также за счет подпитывания из нижележащих напорных водоносных горизонтов. Водоносный горизонт безнапорный, приурочен к песчаным грунтам и имеет коэффициент фильтрации в пределах $5,3 \div 12,5$ м/сутки.

Площадка является существующей, воздействие на водные ресурсы и подземные воды локальное, осуществляется в пределах площадки. Реализация намечаемой деятельности не окажет существенного воздействия на состав грунтовых вод и поверхностные воды.

Качество поверхностных вод. С юго-западной стороны золоотвала (золоотвала №2 сухого складирования) на расстоянии 300м протекает р. Аксай, севернее - Большой Алматинский канал. Между промплощадкой и золоотвалом протекает р. Карагайлы. На данном водном объекте не проводится мониторинг качества водоемов.

Площадка ТЭЦ-2 находится вне водоохранной зоны водных объектов района размещения р. Карагайлы, р. Аксай, Большой Алматинский канал им. Кунаева, которые согласно Постановлению акимата города Алматы от 31 марта 2016 года №1/110, составляют 120 м.

Согласно мониторинговым наблюдениям на водных объектах г. Алматы и Алматинской области по Единой классификации качество воды оценивается следующим образом (2025 год): река Тургень относится к 1 классу. Реки Киши Алматы, Улькен Алматы, Есентай, Иле, Шилик, Текес, Коргас, Баянкол, Есик, Каскелен, Каркара, Талгар, Темирлик, Лепси, Каратал, Шарын, Аксу, вдхр. Капшагай относятся к 3 классу.

Основными загрязняющими веществами в водных объектах Алматинской области являются железо общее, магний, аммоний ион, медь. Превышения нормативов качества по данным показателям в основном характерны для сбросов сточных городских вод в условиях многочисленного населения.

На промплощадке ТЭЦ-2 создана наблюдательная сеть скважин и точек наблюдений по поверхностным водотокам. Контроль над качеством подземных и поверхностных вод в настоящее время ведется по 17 скважинам (скв. 3, 4, 10, 12, 13, 15, 16, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 215, 214), 5 гидрологическим створам (створы 1, 2, 3, 4, 5) на р. Кокузек и Кокузекском водохранилище. Из них на границе санитарно-защитной зоны находятся следующие скважины: 19, 20, 22, 23, 25. А на участке промплощадки: скважины 13, 15.

Уровень загрязнения подземных и поверхностных вод определяется инструментально на промплощадке предприятия и двухсекционной дренажноосушающей гидротехнической сооружений (далее ДОГС) и площадки размещения золошлаковых отходов (далее ПРЗШО) комбинированной системы золошлакоудаления.

Характеристика оценки загрязнения подземных и поверхностных вод производится по двум группам показателей: общим и специальным. Общие показатели являются обобщенными показателями качества воды -

минерализация, значение pH, жесткость и др. К специальным показателям относятся специфические, конкретные для данного источника загрязнения вещества. По всем скважинам определяются специфические загрязняющие вещества, в пробах воды - марганец, фтор, СПАВ, калий, железо, сульфаты, хлориды, нитраты, нитриты, нефтепродукты, бериллий, ртуть, бром, йод, бор.

Основным нормативно-методическим документом, которым руководствуются при проведении работ по мониторингу окружающей среды является МВИ 20658-1917-ТОО НПО 001-2018 Качество воды и экстракты почв. Измерение показателей состава спектрофотометром лабораторным DR-2400.

В скважинах мониторинговой сети комбинированной системы золошлакоудаления перед отбором проб воды проводятся замеры уровня и температуры. Затем производится сравнение результатов замеров уровней грунтовых вод за последние годы, и делаются выводы по динамике изменения этих показателей.

Согласно проведенным исследованиям по измерениям концентраций загрязняющих веществ в воде на наблюдательных скважинах, выполненных аккредитованной лабораторией, результаты измерений не превышали предельно-допустимых концентраций и допустимых значений.

Результаты отборов проб воды по загрязняющим веществам составляют по: ПАВ 0,31~0,45 мг/дм³ (ПДК 0,5 мг/дм³); калий 6,2~7,2 мг/дм³ (ПДК 30,0 мг/дм³); железо 0,19~0,26 мг/дм³ (ПДК 0,3 мг/дм³); сульфаты 55,0~162,0 мг/дм³ (ПДК 500,0 мг/дм³); нитраты 7,9~8,1 мг/дм³ (ПДК 45,0 мг/дм³); нитриты 0,05~0,062 мг/дм³ (ПДК 3,3 мг/дм³); фториды 1,29~1,48 мг/дм³ (ПДК 1,5 мг/дм³); хлориды 32,4~44,0 мг/дм³ (ПДК 350,0 мг/дм³); йод <0,07; марганец 0,03~0,09 мг/дм³ (ПДК 0,1 мг/дм³); нефтепродукты 0,005~0,0124 мг/дм³ (ПДК 0,1 мг/дм³); бериллий <0,0001 мг/дм³ (ПДК 0,0002 мг/дм³); pH-показатель 6,0~6,8 мг/дм³ (6-9 мг/дм³); сухой остаток (минерализация жесткость 262,0~278,0 мг/нм³ (ПДК 1000

мг/нм³).

3.4 Водный баланс испарительных полей

Водный баланс испарительных полей определяется по объему поступающих сточных вод и осадков и испарению с его поверхности.

Согласно проекту:

- объем сточных вод, дождевых и талых вод, отводимых в испарительные поля, составит 1 059,016 тыс. м³/год;
- объем осадков, поступающих на поверхность испарительных полей, составит 808,8 тыс. м³/год;
- объем испарения с поверхности испарительных полей, составит 1 689,1 тыс. м³/год.

Водный баланс испарительных полей приведен в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1

Наименование	Ед.изм.	Приходная часть	Расходная часть	Остаток
Сточные воды	тыс. м ³ /год	1 059,016	-	-
Осадки	тыс. м ³ /год	808,8	-	-
Испарение	тыс. м ³ /год	-	1 689,1	-
Итого:		1 867,816	1 689,1	178,716

Согласно проекту емкость испарительных полей составляет 8 051 тыс. м³, следовательно, переполнения испарительных полей стоками не произойдет, и они в полной мере будут выполнять свои функции.

4. РАСЧЕТ ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ

Согласно п.54 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду [Л.3] величины ПДС определяются для всех категорий водопользователей как произведение максимального часового расхода сточных вод на допустимую к сбросу концентрацию загрязняющего вещества. При расчете условий сброса сточных вод сначала определяется значение концентрации допустимого сброса (СДС), обеспечивающее нормативное качество воды в контрольном створе, а затем определяется (ДС) в вид грамм в час (г/час) согласно формуле:

$$ДС = q \times СДС,$$

где: q - максимальный часовой расход сточных вод, м³/час;

СДС - допустимая к сбросу концентрация загрязняющего вещества, мг/дм³.

Наряду с максимальными допустимыми значениями сброса (г/час) устанавливаются годовые значения допустимых сбросов (лимиты) в (т/год) для каждого выпуска и оператора в целом.

Согласно п.74 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду [Л.3] при расчете НДС загрязняющих веществ со сточными водами, отводимыми в накопитель замкнутого типа, т.е. когда нет открытых водозаборов воды на орошение или не осуществляются сбросы части стоков накопителя в водные объекты и земную поверхность, исходят из того, что предельно допустимая концентрация вещества (С_{дс}) соответствует фактической концентрации загрязняющего вещества после очистных сооружений (С_{факт}):

$$C_{дс} = C_{факт},$$

где: С_{факт} – фактический сброс загрязняющих веществ после очистных сооружений, мг/л.

Расчет нормативов предельно-допустимых сбросов сточных вод по предприятию в целом – в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Показатели загрязнения	ПДК*	Фактическая концентрация**, мг/дм ³	Фоновые концентрации, мг/дм ³	Расчетные концентрации, мг/дм ³	Нормы НДС, мг/дм ³	Утвержденный НДС***	
						г/час	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
Хлориды	-	443,993	-	-	443,993	57 340,98	470,196
Сульфаты	-	699,078	-	-	699,078	90 284,76	740,335
Нитраты	-	59,299	-	-	59,299	7 658,42	62,799
Железо	-	282,8	-	-	282,8	36 522,56	299,485
СПАВ	-	0,0396	-	-	0,0396	5,12	0,042
Нефтепродукты	-	0,3003	-	-	0,3003	38,78	0,318
Взвешенные вещества	-	17,474	-	-	17,474	4 261,82	34,947

Примечание: * - ПДК для испарительных полей не установлены, так как он не является водоемом для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевого водоснабжения и не относится к местам культурно-бытового водопользования.

** - за фактическую концентрацию принимаются проектные значения концентраций загрязняющих веществ в сточных водах.

*** - сброс загрязняющих веществ со сточными водами через один водовыпуск.

Нормативы допустимых сбросов загрязняющих веществ, поступающих со сточными водами в испарительные поля Алматинской ТЭЦ-2, приведены в таблице 4.2.

Нормативы допустимых сбросов загрязняющих веществ в испарительные поля ТЭЦ-2

Таблица 4.2

Номер выпуска	Наименование показателя	Существующее положение (2026 г.)					Нормативы сбросов, г/ч и лимиты сбросов, т/год, загрязняющих веществ на перспективу					Год достижения ДС
		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
№1	Хлориды	-	-	-	-	-	56,6	529,508	443,993	28 670,49	235,098	2027
	Сульфаты			-	-	-			699,078	45 142,38	370,1675	2027
	Нитраты			-	-	-			59,299	3 829,21	31,3995	2027
	Железо			-	-	-			282,8	18 261,28	149,7425	2027
	СПАВ			-	-	-			0,0396	2,56	0,021	2027
	Нефтепродукты			-	-	-			0,3003	19,39	0,159	2027
	Взвешенные вещества			-	-	-			17,474	2 130,91	17,4735	2027
	Всего:			-	-	-				98 056,22	804,061	
№2	Хлориды	-	-	-	-	-	56,6	529,508	443,993	28 670,49	235,098	2027
	Сульфаты			-	-	-			699,078	45 142,38	370,1675	2027
	Нитраты			-	-	-			59,299	3 829,21	31,3995	2027
	Железо			-	-	-			282,8	18 261,28	149,7425	2027
	СПАВ			-	-	-			0,0396	2,56	0,021	2027
	Нефтепродукты			-	-	-			0,3003	19,39	0,159	2027
	Взвешенные вещества			-	-	-			17,474	2 130,91	17,4735	2027
	Всего:			-	-	-				98 056,22	804,061	
Итого по предприятию:									196 112,4	1 608,122		

5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИЙНЫХ СБРОСОВ СТОЧНЫХ ВОД

К возможным аварийным ситуациям при сбросе сточных вод в испарительные поля предприятия можно отнести следующее:

- прекращение подачи электроэнергии на насосную станцию;
- порыв трубопроводов, предназначенных для транспортировки сточных вод;
- неполадки в работе насосного агрегата (повышенный шум, вибрация агрегата, перегрузка электродвигателя, перегрев подшипников);
- оползновение стенок испарительных полей в результате воздействия природных явлений;
- нарушение регламента работы очистных сооружений;
- несоблюдение требований программы производственного мониторинга по контролю качественных показателей сточных и подземных вод.

Механические повреждения трубопроводов могут возникнуть в результате износа и разрушения материала, несвоевременного проведения ремонтно-профилактических работ и халатности обслуживающего персонала. В результате возможных утечек сточных вод из трубопроводов, происходит размыв грунта, нарушение рельефа местности, загрязнение подземных вод. Переполнение испарительных полей может привести к нарушению его испарительной способности, разрушению дамб и растеканию воды по окрестной территории, вызывая ее загрязнение и нарушение ландшафта, и может нарушить последующий прием сточных вод. Такая аварийная ситуация может произойти в связи с недостаточной укрепленностью откосов и высоты дамб над уровнем воды в испарительных полях, а также сбросе в приемник сточных вод в объемах, превышающих расчетные.

Для предотвращения аварийных сбросов сточных вод в испарительные поля предприятию необходимо выполнять следующие

мероприятия:

- разработать план мероприятий на случай возможных аварийных ситуаций;
- применять оборудование и трубопроводы из специальных материалов, стойких к разрушению и коррозии в наземном исполнении;
- осуществлять постоянный технический осмотр сетей и контроль исправности очистных сооружений;
- осуществлять своевременный и качественный ремонт оборудования, сетей и сооружений;
- соблюдать технологический регламент процесса очистки сточных вод;
- вести постоянный контроль количества и технологии сброса сточных вод;
- обеспечивать равномерное распределение сточных вод по испарительным полям;
- вести постоянный контроль состояния противοфилътрационных устройств поверхности и дамб испарительных полей;
- вести мониторинг сточных и подземных вод в соответствии с программой производственного экологического контроля;
- вести контроль соблюдения всех производственных инструкций по технике безопасности и противопожарной безопасности;
- обеспечить беспрепятственный проезд аварийных служб к любой точке территории испарительных полей и гидротехнических сооружений по сбросу сточных вод.

6. КОТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ

Согласно требованиям Экологического Кодекса Республики Казахстан, Алматинская ТЭЦ-2 будет вести производственный экологический контроль для получения объективных данных с установленной периодичностью.

Производственный экологический контроль проводится природопользователем на основе программы производственного экологического контроля.

В программе производственного экологического контроля устанавливаются обязательный перечень параметров, отслеживаемых в процессе производственного экологического контроля, критерии определения его периодичности, продолжительность и частота измерений, используемые инструментальные или расчетные методы.

В рамках осуществления производственного экологического контроля также выполняется мониторинг эмиссий загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в испарительные поля.

Цель контроля соблюдения нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ со сточными водами Алматинской ТЭЦ-2 в испарительные поля – предупреждение загрязнения подземных вод.

Контроль за достижением и соблюдением установленных нормативов сбросов загрязняющих веществ в окружающую природную среду, включает:

- определение фактической массы сброса загрязняющих веществ в единицу времени от данного источника загрязнения и сравнение этих показателей с установленными нормативами допустимого сброса;
- проверку выполнения плана мероприятий по достижению допустимого сброса;
- проверку различных производственных факторов, влияющих на допустимый сброс.

Для организации контроля соблюдения нормативов допустимого сброса загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами, необходимо соблюдать следующие требования:

1. Необходимо выполнять отбор проб в местах и точках, указанных в графике контроля с утвержденной периодичностью.

2. При отборе проб сточных вод следует применять смешанные пробы, которые характеризуют средний состав сточных вод. Их получают

путем смешения простых проб, взятых одновременно в различных местах (нп: в приемном резервуаре КНС и перед поступлением на испарительные поля). Проба должна быть представительной, т.е. характеризовать средние показатели всей массы сточной воды, поступающей на испарительные поля. Все места отбора проб должны быть оборудованы и доступны.

2. Специалистами экологической службы и лабораторией предприятия должны составляться планы мероприятий, в которых должны учитываться частота отбора проб и случайные изменения состава сточных вод. При этом необходимо выяснять возможную причину изменения состава сточных вод, предпринимать меры по устранению аварийного сброса сточных вод или иной сложившейся ситуации.

3. При проведении анализов необходимо выяснить причину несопоставимой величины с утвержденным нормативом, и проанализировать связано это с нарушением регламента отводимых вод или с погрешностью измерений. В случае получения несопоставимой величины после выполнения анализа пробы (отличие в значении более 30% с ранее проведенным анализом по графику), необходимо повторить отбор проб.

4. В период выполнения планов мероприятий по достижению нормативов допустимых сбросов в нормативные сроки и в установленном объеме при условии соблюдения установленных лимитов сбросов на предприятие не налагается каких-либо штрафных санкций.

Точки контроля. Отбор проб должен осуществляться в следующих точках: точка №1 – подземные воды в контрольных скважинах, точка №2 – сточные воды перед сбросом в испарительные поля.

Контролируемые параметры. В сточных водах необходимо определять: хлориды, сульфаты, нитраты, железо, СПАВ, нефтепродукты, взвешенные вещества. В подземных водах необходимо определять: водородный показатель, калий, жесткость, сухой остаток, железо общее, марганец, хлориды, сульфаты, нитраты, нитриты, йод, фториды,

нефтепродукты, бромиды, бор.

На промплощадке ТЭЦ-2 создана наблюдательная сеть скважин и точек наблюдений по поверхностным водотокам. Контроль над качеством подземных и поверхностных вод будет вестись по 17 скважинам (скв. 3, 4, 10, 12, 13, 15, 16, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 215, 214), 5 гидрологическим створам (створы 1, 2, 3, 4, 5) на р. Кокузек и Кокузекском водохранилище. Из них на границе санитарно-защитной зоны находятся следующие скважины: 19, 20, 22, 23, 25. А на участке промплощадки: скважины 13, 15.

Периодичность отбора проб. Отбор проб на анализ контролируемых ингредиентов: точка №1 и точка №2 – 1 раз в квартал. В случае возникновения аварийных ситуаций производится учащенный отбор проб.

Методы учета и контроля. Учет объемов потребления воды и отведения сточных вод, отводимых в испарительные поля, будет осуществляться приборами учета. Отбор проб и анализ сточных вод будет вестись лабораторией, аккредитованной в установленном законодательством порядке. Анализ будет выполняться по унифицированным методикам.

Итогом мониторинга подземных и сточных вод является определение на основе инструментальных замеров фактических сбросов загрязняющих веществ в испарительные поля и соответствия полученных данных нормативам допустимых сбросов.

С учетом разработанного проекта нормативов допустимых сбросов составлен рекомендуемый план-график контроля соблюдения нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ, сбрасываемых со сточными водами Алматинской ТЭЦ-2 в испарительные поля представлен в таблице 6.1.

План-график контроля за соблюдением нормативов допустимых сбросов

Таблица 6.1

Номер выпуска	Координатные данные контрольных створов, наблюдательных скважин, в том числе фоновой скважины	Контролируемое вещество	Периодичность	Норматив допустимых сбросов		Кем осуществляется контроль	Метод проведения контроля
				мг/дм ³	т/год		
1	2	3	4	5	6	7	8
Водовыпуски №1, №2	Сточные воды, сброс в испарительные поля	Хлориды	1 раз в квартал	443,993	470,196	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный метод в соответствии с методиками, утвержденными в РК
		Сульфаты		699,078	740,335		
		Нитраты		59,299	62,799		
		Железо		282,8	299,485		
		СПАВ		0,0396	0,042		
		Нефтепродукты		0,3003	0,318		
		Взвешенные вещества		17,474	34,947		
-	Наблюдательные скважины в районе золоотвала	Водородный показатель	1 раз в квартал	-	-	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный метод в соответствии с методиками, утвержденными в РК
		Жесткость		-	-		
		Сухой остаток		-	-		
		Железо общее		-	-		
		Марганец		-	-		
		Хлориды		-	-		
		Сульфаты		-	-		
		Нитраты		-	-		
		Фториды		-	-		
		Нефтепродукты		-	-		
		Взвешенные вещества		-	-		
		Йод		-	-		
		Бромиды		-	-		
		Бор		-	-		

7. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОСТИЖЕНИЮ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ

Для соблюдения установленных нормативов допустимых сбросов на Алматинской ТЭЦ-2 следует разработать план организационно-технических мероприятий, в которых следует предусмотреть следующие меры:

- запрещается сброс в испарительные поля каких-либо сточных вод предприятия, кроме сточных вод, установленных нормативами;
- равномерное распределение сточных вод по картам испарения;
- строгое соблюдение технологического регламента процесса очистки сточных вод;
- своевременная очистка распределительных каналов и трубопроводов;
- контроль состояния дамб и защитных сооружений;
- ведение постоянного контроля количества сбрасываемых сточных вод;
- ведение постоянного контроля технологии сброса сточных вод и горизонта воды в испарительных полях, исключение переполнения и переливов;
- мониторинг уровня и качества подземных вод в наблюдательных скважинах, осуществление производственного контроля с привлечением организации, имеющих аттестат аккредитации на право проведения данного вида работ;
- ведение журналов учета и отчетности.

Реализация указанных мероприятий обеспечивает снижение концентраций загрязняющих веществ до нормативов допустимых сбросов, уменьшение антропогенной нагрузки на испарительные поля, предотвращение загрязнения почв и подземных вод, а также соблюдение требований экологического законодательства.

8. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

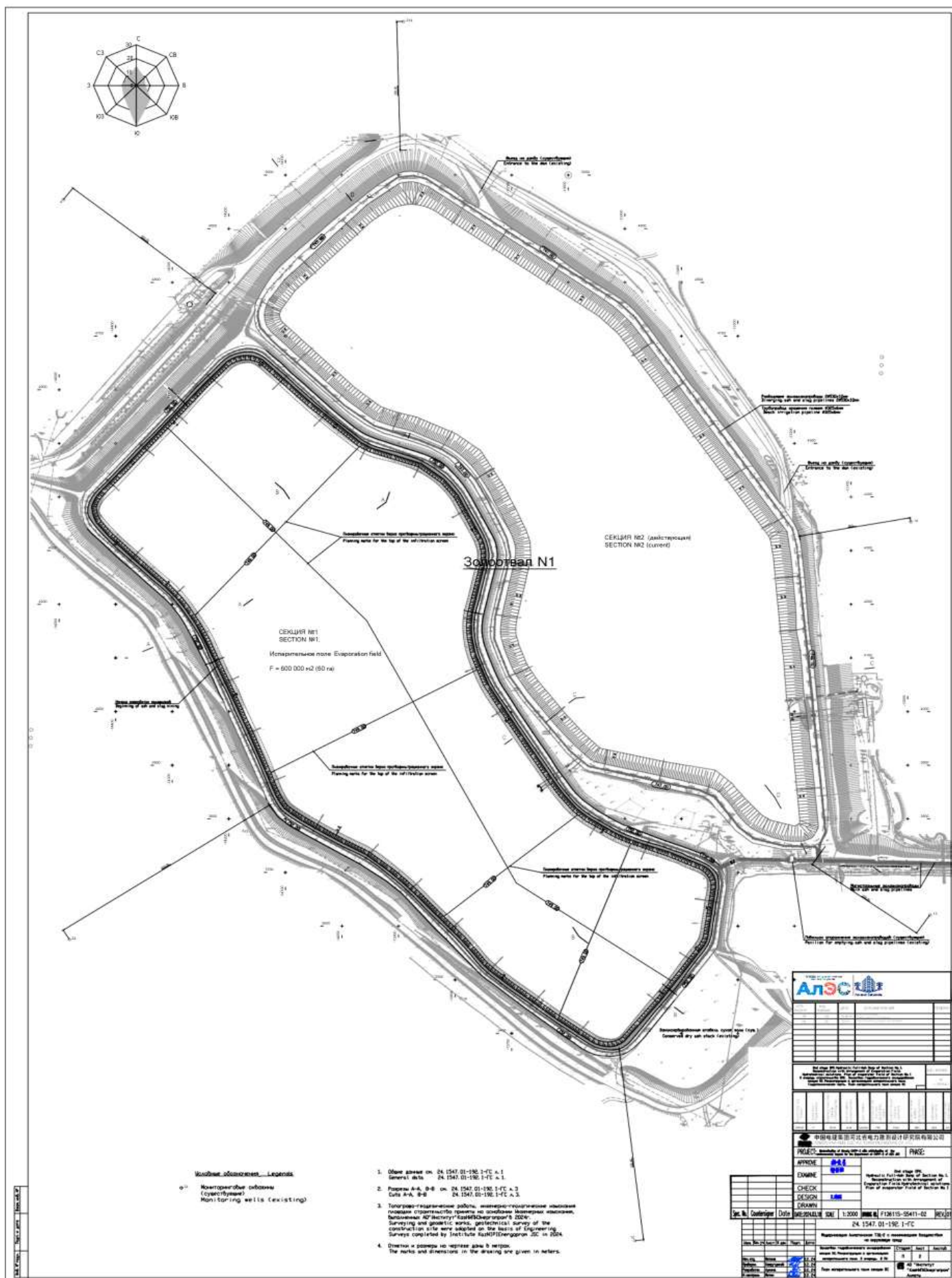
1. Экологический кодекс Республики Казахстан, 2021 г.
2. Водный Кодекс Республики Казахстан, 2025 г.
3. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10.03. 2021 г. № 63.
4. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденные приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.
5. Гигиенические нормативы показателей безопасности хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования, утвержденные приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 24 ноября 2022 года № ҚР ДСМ-138
6. СП РК 2.04-01-2017. Строительная климатология, Алматы, 2017.
7. СП РК 4.01-101-2012. Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений.
8. СНиП РК 4.01-02-2009. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения.
9. Василенко А.И. Малые очистные канализационные сооружения. Киев, 1970.
10. Шевцов Н.М. Внутрипочвенная очистка и утилизация сточных вод. Агропромиздат, М., 1988.
11. Жуков А.И. Канализация. Издательство литературы по строительству, М., 1964.

Приложения

Рисунок 1.1 Ситуационная карта-схема расположения объекта с координатами



Ситуационная схема расположения испарительных полей





ЛИЦЕНЗИЯ

05.02.2009 года

01284Р

Выдана

Акционерное общество "Институт "КазНИПИЭнергопром"

050004, Республика Казахстан, г.Алматы, Алмалинский район, Проспект АБЫЛАЙ ХАНА, дом № 58А

БИН: 910840000078

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи **05.02.2009**

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Нур-Султан

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ****Номер лицензии 01284Р****Дата выдачи лицензии 05.02.2009 год****Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности**

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат**Акционерное общество "Институт "КазНИПИЭнергопром"**

050004, Республика Казахстан, г.Алматы, Алмалинский район, Проспект АБЫЛАЙ ХАНА, дом № 58А, БИН: 910840000078

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

**Особые условия
действия лицензии**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

001

Срок действия**Дата выдачи
приложения**

05.02.2009

Место выдачи

г.Нур-Султан

