

ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»

УТВЕРЖДАЮ:
QHSE директор
ТОО «KAZPETROL GROUP
(КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»
Мағауия А.



ПРОЕКТ

**нормативов допустимых сбросов (НДС) загрязняющих веществ
системы поддержания пластового давления воды
месторождения Южный Хаиркелды
ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»**

Руководитель
ИП «Эконур»



Жусупова А.М.

г. Кызылорда, 2026 год

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

ИП «Эконур»

Государственная лицензия серии 02147Р №0042908 от 26 апреля 2011г, выданная Министерством Охраны Окружающей Среды Республики Казахстан.

Исполнители:	
Инженер-эколог	Жусупова А.М.
Инженер-эколог	Жусупова Г.Ж.

АННОТАЦИЯ

Проект нормативов допустимых сбросов (далее - «НДС») загрязняющих веществ системы поддержания пластового давления воды на месторождения Южный Хаиркелды разработан для TOO «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» на 2026-2035 годы для установления нормативов НДС загрязняющих веществ.

Основными видами деятельности TOO «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» является разведка и добыча углеводородного сырья в Кызылординской области. Офис компании находится в г. Кызылорда по ул. Желтотксан, 42, в БЦ «Бастау», 7 этаж.

В административном отношении месторождение Хаиркелды расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

В географическом отношении месторождение Хаиркелды находится в юго- западной части Торгайской низменности.

В непосредственной близости от контрактной территории расположены нефтяные и газонефтяные месторождения Аксай, Нуралы, Коныс и Северо- Западный Коныс. В пределах контрактной территории открыты месторождения нефти Таур, Хаиркелды, Хаиркелды Южный, Хаиркелды Северный, и Хаиркелды Юго-западный.

Контрактный участок находится в 150 км на север-северо-запад от областного центра г. Кызылорда. Дорожная сеть представлена трассой Кызылорда-Кумколь с асфальтовым покрытием, межпромысловыми гравийно-песчаными дорогами и бездорожьем.

В процессе разработки проекта НДС собраны общие данные о районе размещения объектов предприятия, дана краткая характеристика технологии промышленных площадок и производства, определены источники сброса сточных вод.

Собраны и проанализированы материалы, характеризующие объем и качественный состав сточных вод, поступающих в приемники сточных вод.

Перечень веществ, включаемых в расчет нормативов допустимых сбросов для каждого водопользователя, зависит от качественного состава сбрасываемых вод, образуемых в технологическом цикле, и специфических условий водопользования хозяйствующего субъекта и утверждается в составе материалов по расчету нормативов допустимых сбросов.

Произведен расчет НДС загрязняющих веществ в приемники сточных вод. Сбрасываются вещества 10 наименований: Хлориды, сульфаты, железо общее, нефтепродукты, взвешенные вещества, барий, стронций, литий, кальций, магний.

Всего сбрасывается ежегодно: 1757,6137тонн/год.

Нормативы НДС загрязняющих веществ

Номер выпуска	Наименование показателя	Нормативы сбросов, г/ч, и лимиты сбросов, т/год, загрязняющих веществ на перспективу на 2026-2035 годы				
		Расход сточных вод		Допустимая концентрация на выпуске, мг/дм ³	Сброс	
		м ³ /час	тыс.м ³ /год		г/ч	т/год
1	2	3	4	5	6	7
1	Хлориды	3,33	29,2	51921,48	172898,53	1516,1072
	Сульфаты			420,81	1401,30	12,2877
	Железо общее			10,08	33,57	0,2943
	Нефтепродукты			6,0	19,98	0,1752
	Взвешенные вещества			1,21	4,03	0,0353
	Барий			953,31	3174,52	27,8367
	Стронций			22,54	75,06	0,6582
	Литий			0,42	1,40	0,0123
	Кальций			6613,2	22021,96	193,1054
	Магний			243,2	809,86	7,1014
	ИТОГО:				200440,19	1757,6137

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ

ВВЕДЕНИЕ.....	
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ	
1.1 Физико-географические условия	
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	
2.1 Водоснабжение и водоотведение.....	
2.2 Основные объекты и сооружения.....	
3. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИЕМНИКА СТОЧНЫХ ВОД	
4. РАСЧЕТ ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ	
5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИЙНЫХ СБРОСОВ СТОЧНЫХ ВОД	
5.1 КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ.....	
МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОСТИЖЕНИЮ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ	
6. ПОДЛЕЖАТ ВКЛЮЧЕНИЮ В ПЕРСПЕКТИВНЫЕ И ГОДОВЫЕ ПЛАНЫ	
ЭКОНОМИЧЕСКОГО И СОЦИАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ ОПЕРАТОРА.....	
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	
ПРИЛОЖЕНИЯ	

ВВЕДЕНИЕ

Проект НДС загрязняющих веществ сточных вод разработан на основании договора, заключенным между ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» и ИП «Эконур».

Разработка проекта нормативов НДС выполнена в целях определения условий сброса загрязняющих веществ исходя из принятых технических и технологических решений системы водоотведения от объектов ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» на м/р Южный Хаиркелди, а также в соответствии с природоохранным законодательством НДС рассчитан для системы поддержания пластового давления воды месторождения Южный Хаиркелды на 2026-2035 годы.

Проект НДС разработан на основании следующих основных нормативных документов:

- Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI;
- «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» Приказ МЭГПР РК от 10 марта 2021г. №63-п.
- Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, утв. приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 16.04.2012 г. № 110- П в редакции приказа Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от 11.12.13 г. № 379-ө.
- СНиП РК 4.01-41-2016 «Внутренний водопровод и канализация здании».

Реквизиты– ИП «Эконур»:

120000, г. Кызылорда, ул. Жахаева, 66/3

ИИК KZ79998UTB0000439977

БИК TSESKZKA

В КФ АО «Alatay City Bank»

Тел: 8 (7242) 23-03-35

Email: econur2011@mail.ru

Директор

Жусупова А.М.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ

Полное и сокращенное наименование физических и юридических лиц - TOO «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)».

Юридический адрес оператора, фактический адрес расположения объекта, электронный адрес, контактные телефоны, факс - г.Кызылорда, ул. Желтоқсан № 12, Тел.: +7 7242 907 177.

Бизнес-идентификационный номер (БИН) - БИН 050440000082

Вид основной деятельности - Разведка и добыча углеводородного сырья.

Форма собственности - Товарищество с ограниченной ответственностью.

В административном отношении месторождение Хаиркелды расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

В географическом отношении месторождение Хаиркелды находится в юго- западной части Торгайской низменности.

В непосредственной близости от контрактной территории расположены нефтяные и газонефтяные месторождения Аксай, Нуралы, Коныс и Северо- Западный Коныс. В пределах контрактной территории открыты месторождения нефти Таур, Хаиркелды, Хаиркелды Южный, Хаиркелды Северный, и Хаиркелды Юго-западный.

Контрактный участок находится в 150 км на север-северо-запад от областного центра г. Кызылорда. Дорожная сеть представлена трассой Кызылорда-Кумколь с асфальтовым покрытием, межпромысловыми гравийно-песчаными дорогами и бездорожьем.

На территории отсутствуют реки с постоянным водотоком.

Объект расположен за пределами водоохраной зоны и полосы. Самый ближайший водный объект река Сырдарья протекает с юго-западной стороны на расстоянии порядка 125 км.

В близи зон отдыха и купания, сельскохозяйственные угодий отсутствуют.

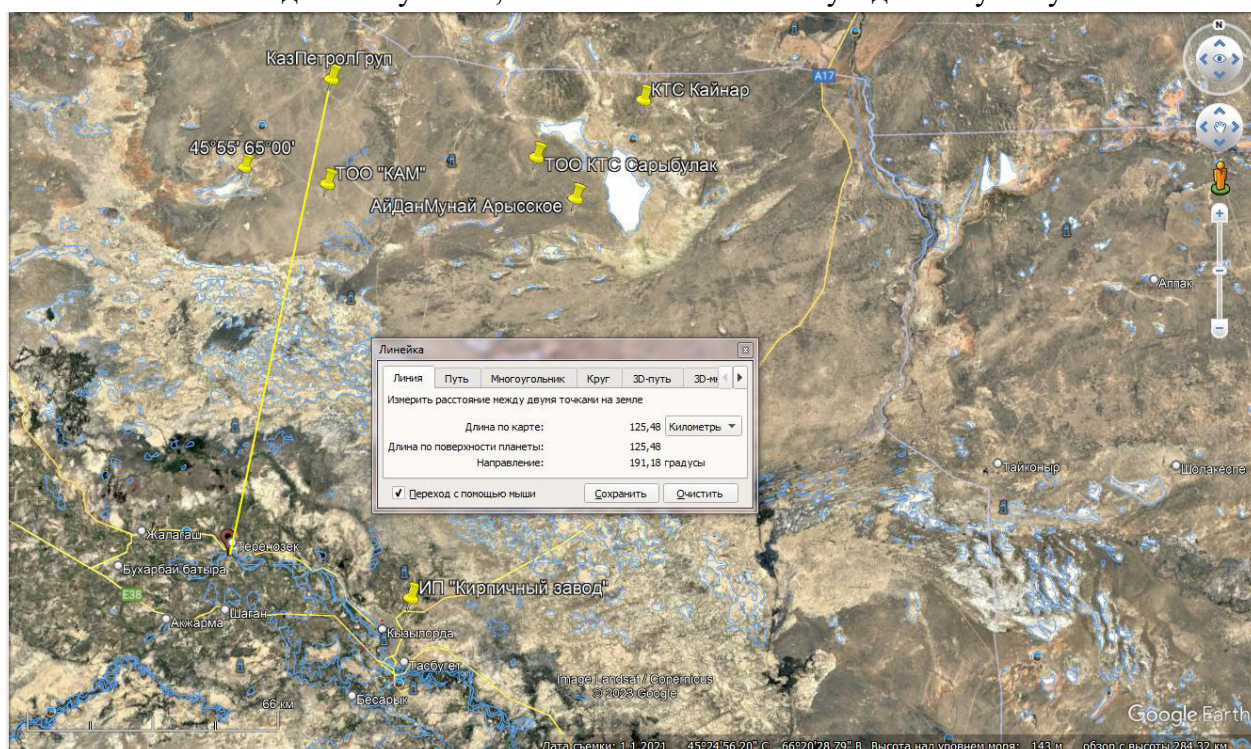


Рисунок 1. Карта-схема с указанием расстояния до реки Сырдарья

Рисунок 2. Карта-схема с указанием расстояния до реки Сырдарья

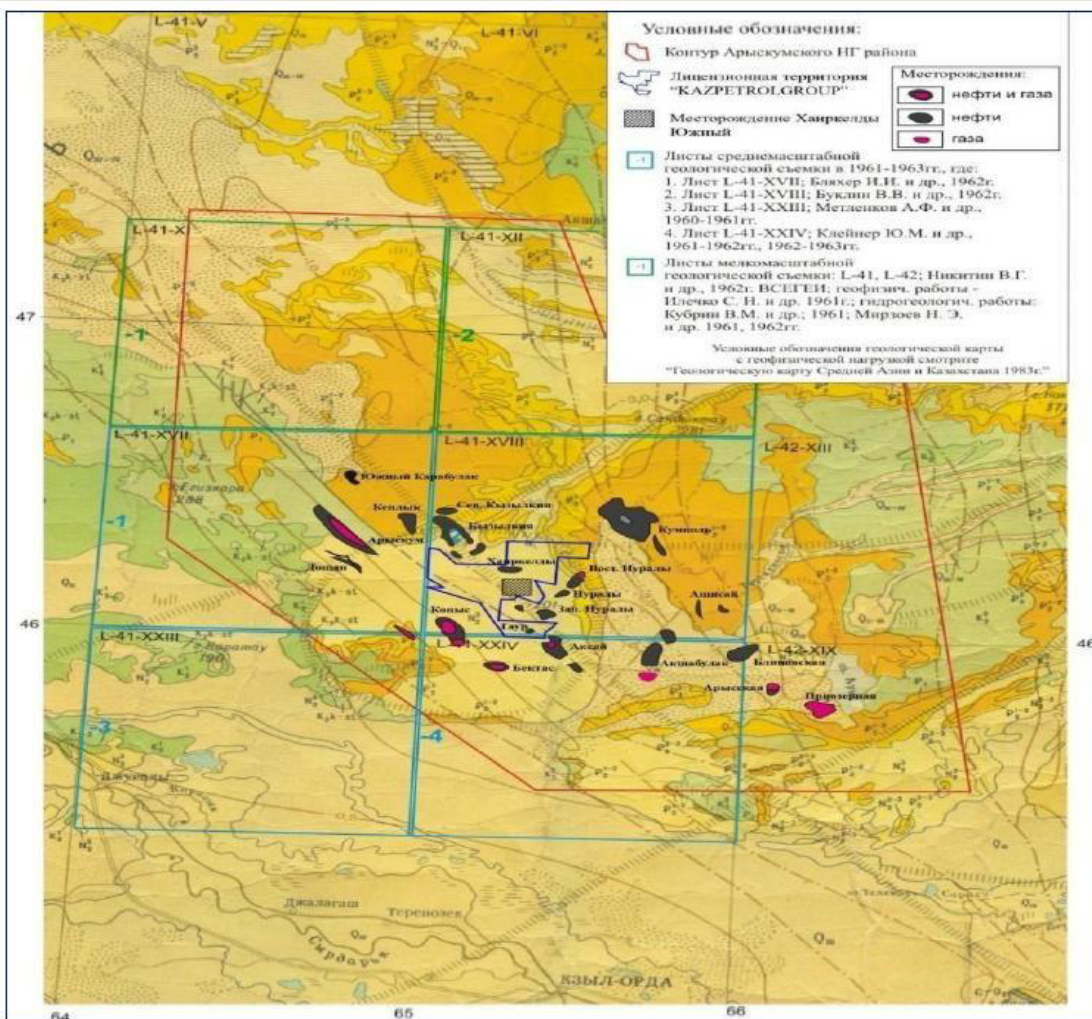


Рисунок 3. Обзорная карта района работ

Категория предприятия

Согласно приказа Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 июля 2021 года № 246 " Об утверждении инструкции по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду" объект (I и II категория) - стационарный технологический объект (предприятие, производство), в пределах которого осуществляются один или несколько из видов деятельности объектов I категории или объектов II категории, в соответствии с Приложением 2 к Кодексу. Любые иные виды деятельности, которые осуществляются в пределах той же промышленной площадки, на которой размещается объект, технологически прямо связанные с ними и оказывающие существенное влияние на объем, количество и /или интенсивность эмиссий и иных форм негативного воздействия, также относятся к I или II категории.

Согласно решения по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду выданный Департаментом экологии по Кызылординской области от «18» августа 2021 года производственная деятельность определена как I категория.

1.1 Физико-географические условия

Климат исследуемого района так же, как и всего региона, резко континентальный. Для климатической характеристики изучаемого района использовались многолетние данные метеорологических станций Кызылординской области: Саксаульская, Джусалы, Злиха.

Климатический режим с жарким, сухим, продолжительным летом и холодной малоснежной зимой обусловлен расположением региона внутри евроазиатского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов в их суточном, месячном и годовом ходе.

Температурный режим воздуха формируется под влиянием радиационного баланса, циркуляционных процессов и сложных условий подстилающей поверхности.

Температура воздуха. На территории исследуемого района лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Среднемесячная температура самого жаркого месяца июля колеблется от 26,8 до 27,6° С. Зимой температуры имеют отрицательные значения, так средняя температура самого холодного месяца января колеблется от -10,8 до -13,8° С.

Влажность воздуха. Годовой ход относительной влажности противоположен ходу температуры воздуха, т.е. с ростом температуры воздуха относительная влажность уменьшается. Наиболее высокой относительная влажность воздуха бывает в холодное время года. Среднемесячная относительная влажность летом достигает 28-34%, а зимой - 72-86% и составляет 153 дня с влажностью менее 30% и 60,3 дня с влажностью более 80%.

Дефицит влажности в районе работ составляет в среднем за год 10,4 гПа. В холодный период, когда температура воздуха низкая, дефицит влажности невелик (0,6-1,7 гПа) и минимальное его значение 0,6 гПа наблюдается в январе. К июлю дефицит влажности возрастает и в среднем поднимается до 26,6 гПа.

Атмосферные осадки. Засушливость – одна из отличительных черт климата данного района. Осадков выпадает очень мало. Изучаемый район отличается ярко выраженной засушливостью с годовым количеством осадков 130-137 мм, 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. Устойчивый зимний покров устанавливается в третьей декаде ноября и сохраняется 2,5 месяца.

Наличие большого дефицита влажности при высоких температурах воздуха создает условия для значительного испарения. Засушливый период начинается с июня месяца и продолжается до октября месяца. Средняя величина испарения с открытой водной поверхности, по многолетним наблюдениям может составлять 1478 мм, что более чем в 10 раз превышает сумму годовых атмосферных осадков. Этим объясняется значительная засоленность грунтов данной территории.

Ветер. Для территории лицензионного блока характерны частые и сильные ветры, преимущественно северо-восточного направления. Сильные ветры зимой при низких температурах сдувают незначительный покров с возвышенных частей рельефа, что вызывает глубокое промерзание и растрескивание верхних слоев почвы. В летние месяцы наблюдаются пыльные бури. Средняя годовая скорость ветра по данным метеостанций Кызылорда равна – 2,7-3,0 м/с и наибольшую повторяемость имеют ветры северо-восточного направления (31%).

Атмосферные явления. Число дней в год с пыльной бурей в данном районе составляет 23,1. наибольшее число дней с пыльной бурей приходится на апрель-май. Туманы здесь бывают чаще зимой, и среднее число дней с туманом в год составляет около 22. Гроза регистрируется в среднем 8 дней в год.

Таким образом, природно-климатические условия характеризуются резко континентальным климатом с жарким сухим продолжительным летом и холодной малоснежной зимой. Засушливость – одна из отличительных черт климата данного района. Наличие большого дефицита влажности при высоких температурах воздуха создает условия для значительного испарения. На всей территории данного района дуют сильные ветры, преимущественно северо-восточного направления, которые зимой сдувают снег с поверхности возвышенных частей рельефа и летом поднимают пыльные бури.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

2.1 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Установка подготовки нефти

Сбор продукции скважин осуществляется по однетрубной герметизированной системе под действием буферных давлений скважин. Скважины к пункту сбора и подготовки нефти (ПСПН) подключаются по лучевой схеме по территориальному принципу без учета принадлежности скважин к объектам разработки.

На ПСПН месторождения Хаиркелды Южный предусмотрен сбор, замер, разгазирование и обезвоживание продукции скважин, с последующей подготовкой до товарного качества.

Газожидкостная смесь от скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на установку типа «Озна-массомер» (поз. АГЗУ-1;2), где производится поскважинный замер дебитов. Переключение на замер продукции скважин осуществляется в автоматическом режиме. На выходном коллекторе Ду 250мм из АГЗУ-1 предусмотрена задвижка с электроприводом, которая в случае возникновения аварии и пожара срабатывает путем перекрытия подачи газожидкостной смеси на ПСПН, а также при превышении давления в трубопроводе более 1,6МПа. Перед поступлением в нефтегазовый сепаратор С-1 и С-4 в трубопровод подачи газожидкостной смеси из АГЗУ-1;2 проектом предусмотрена подача дополнительной нефтяной эмульсии из АГЗУ, поступающая по коллектору ЗУ-1 – ПСПН, а также подключен приемный трубопровод на ППН ЮХ от ДНС-3 СХ.

Для повышения эффективности процесса обезвоживания и обессоливания водонефтяной эмульсий на выходе из АГЗУ-1÷2 в поток нефтегазовой смеси подается хим.реагент - деэмульгатор, а также ингибитор коррозии для улучшения процесса подготовки из блока реагентов поз. БР-1/2, также в поток подается пресная вода для обессоливания.

Далее нефтегазовая смесь из АГЗУ по трубопроводу Ду 250мм поступает на первую ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор типа НГС-1,6-1600-1-И объемом 12,5м³ (поз.С-1) и в нефтегазовый сепаратор типа НГС-1,6-3000-1-И объемом 50м³, в котором при давлении 0,3-0,45МПа и температуре 20⁰С осуществляется предварительное разгазирование. Выделившийся в процессе сепарации попутный нефтяной газ по газопроводу направляется в газовый сепаратор типа СЦВ-300 (поз.СГ-1), для окончательной очистки его от капельной жидкости, сброс конденсата осуществляется в дренажную емкость (поз.ДЕ-2) объемом 40м³ и (поз. ДЕ-7) объемом 63м³. При повышении давления газа в сепараторе (поз.СГ-1) более 0,2 МПа газ через отсечной клапан сбрасывается на факел (поз.Ф-1).

Осушенный газ после газового сепаратора (поз.СГ-1) в целях утилизации, через дожимную компрессорную станцию (поз.ДКС-1;2) направляется на ГТЭС-1/2 для выработки электроэнергии для использования на нужды промысла, а также по трубопроводу Ду150х10 ПНГ под давлением 1,6МПа поступает на СИРГ м/р Нуралы с целью коммерческой реализации в систему переработки газа на производственных мощностях ТОО «КазГерМунай» и далее природный газ поступает в газопроводную систему АО «КазахГаз».

После первой ступени сепарации частично разгазированная эмульсия, по трубопроводам поступает в печи подогрева с промежуточным теплоносителем типа ПНПТ-1,6 (поз.П-1А/Б/В), где нагревается до температуры 60-70⁰С. В случае не соответствия требуемым параметрам качества нефти в резервуарном парке, до печей подогрева предусмотрена задвижка Нл-69 для повторной очистки некондиционной нефти. В качестве топлива на печах используется попутный нефтяной газ. В случае возникновения аварийной ситуации на печах (поз.П-1А/Б/В) срабатывает отсечной клапан на линии подачи газа на печи. На газопроводах подачи газа на печах (поз.П-1А/Б) установлен конденсатосборник (поз.КС-1) объемом 0,01м³.

Подогретая до температуры 50-70⁰С газожидкостная смесь после печей подогрева поступает на вторую ступень сепарации в трехфазный сепаратор типа НГСВ-1,6-2400-1-И (поз.С-2;С-5) объемом 50м³ и 100м³ соответственно, в котором при температуре 55-65⁰С и давлении 0,15-0,22МПа происходит дальнейшее обезвоживание и разгазирование и отделение пластовой воды до обводненности не более 0,5%. Газ выделившийся в процессе сепарации по газопроводу направляется в газовый сепаратор (поз. СГ-1; ГС-2), сброс конденсата осуществляется в дренажную емкость поз. ДЕ-2;8 объемом 40м³ и 63м³. При повышении давления газа в сепараторе (поз. ГС-1; ГС-2) более 0,22 МПа газ через отсечной клапан сбрасывается на факел (поз.Ф-1).

Разделенная в процессе подготовки нефти попутнодобываемая пластовая вода из сепаратора (поз.С-2) поступает в ОГЖФ типа ГЭЭ1-1-100-0,6 объемом 100м³ (поз.Е-1/2), откуда через нижний патрубок направляется в резервуар Р-4 для перекачки подпорными насосами на БКНС для закачки в систему ППД, а также с возможностью наполнения в автоцистерну с последующим вывозом на утилизацию. Улавливание нефтяного слоя осуществляется по трубопроводу в дренажную ёмкость (поз. ДЕ-2) объемом 40м³.

Далее нефтяная эмульсия из сепаратора второй ступени (поз. С-2; С-5) по трубопроводу поступает на концевую сепарационную установку КСУ типа НГС-0,6-1600-1-И, НГС-1,6-2400 объемом 12,5м³ и 25м³(поз.С-3;С-6), в котором при давлении 0,005МПа и температуре 50-55⁰С происходит окончательное разгазирование нефти. Выделившийся остаточный газ после КСУ через трубный газовый разделитель (поз.ТГР-1) отводится на факельную установку (поз.Ф-2) и используется как дежурный газ факельного коллектора, а отсепарированная нефть подается в резервуарный парк товарной нефти (поз.Р-1/2/3/5) под давлением гидростатического столба жидкости, а также с возможностью перекачки насосами Н-3А/Б/В. Уровень жидкости в сепараторе С-3, С-6 поддерживается регулирующим клапаном. Сброс дренажа осуществляется по дренажным линиям в дренажную ёмкость ДЕ-2, ДЕ-8 объемом 40м³ и 63м³.

Разгазированная после КСУ нефтяная эмульсия с температурой не менее 50⁰С и давлением столба жидкости направляется в технологический резервуар РВС №1 и далее через верхний переток на уровне 9 метров по трубопроводу направляется в резервуары РВС №2, №3, №5 и далее по очередно один РВС на приеме, другой на откачке товарной нефти с помощью насосных агрегатов Н-3А/Б/В. В резервуарах предусматривается контроль уровня, давления и температуры, аварийная сигнализация минимального и максимального уровня. На резервуарах установлены дыхательные клапаны НКДМ со встроенными огнепреградителями. В зимнее время предусмотрен подогрев нефти, для чего резервуары оборудованы встроенными змеевиками, нагревающий агент в змеевики поступает из котельной.

Из накопительных резервуаров (поз.Р-2/3/5) нефть бустерными насосами откачки нефти (поз.Н-2 и поз.Н-1А/Б/В) перекачивается на насосную станцию товарной нефти.

Также при необходимости товарная нефть отгружается через автоматизированную систему налива (поз.АСН-1А/Б) в автоцистерны. На входном коллекторе насосов (поз.Н-2 и поз.Н-1А/Б) предусмотрены фильтры типа СДЖ-200-1,6-1-3-И и СДЖ-300-1,6-1-3-И для очистки нефти от механических примесей, а при увеличении перепада давления на фильтрах более 0,1МПа осуществляется переход на резервный фильтр с выводом загрязненного фильтра на очистку. Степень загрязнения фильтра определяется по показаниям дифманометра. На насосах (поз.Н-1А/Б) предусмотрена байпасная линия для рециркуляции нефти между резервуарами.

Для аварийного опорожнения аппаратов при проведении ремонтных работ все технологические аппараты оснащены дренажной системой. Для проведения операций по пропарке и промывке все аппараты оснащены присоединительными штуцерами.

Площадка блока дозирования воды.

Блок закачки водозаборной технической воды - предназначен для приема, хранения и закачки водозаборной технической воды на технологические нужды.

Блок состоит из следующего оборудования:

1. Емкость Р-5 объемом 50м³ для хранения воды.
2. Насос Н-3 (1К-20-30У31) для приема и закачки воды.
3. Фильтр тонкой очистки ФТО-150-16.
4. Счетчик водяной - для замера расхода водозаборной технической воды.

Закачка воды (реагент), на технологию необходима для подготовки некондиционной нефти с низким содержанием воды и высоким содержанием хлористых солей. До достижения требуемых параметров качества необходима технология "искусственной эмульсии". Технология "искусственной эмульсии" заключается в том, что перед обессоливанием в нефть подается водозаборная техническая вода, в результате чего образуется искусственная эмульсия, которая затем подвергается разрушению.

На данном объекте техническая водозаборная вода при необходимости подается в технологическую систему в двух точках:

1. В технологическую линию 1а через задвижку Вл-75 после АГЗУ-1 перед сепараторами С-1 и С-4.
2. В технологическую линию 5 через задвижку Вл-33 после печей П-1А, П-1Б и П-1В на установку УПОН-300.

Водозаборная техническая вода на узел обессоливания нефти поступает от водозаборной скважины ТВЗС-1 через открытую задвижку Вл-34.

При необходимости предусмотрена доставка воды автомобильным водовозом. Для приема воды из водовоза предусмотрен подбивочный патрубок. Перекачка воды в емкость Р-5 осуществляется насосом Н-1 через открытые задвижки Вл-12, Вл-14, Вл-26, Вл-15 и Вл-17.

Из емкости Р-5 вода через открытые задвижки Вл-11, Вл-13, Вл-15 и Вл-18 подается насосами Н-1 и Н-2 через счетчик расхода воды, обеспечивающий контроль подачи и учет расхода, после чего направляется в технологическую систему.

Площадка емкости для очистки пластовой воды Е-1/2 (ОГЖФ)

Емкость для очистки пластовой воды предназначена для статического разделения остаточных нефтепродуктов из загрязненной пластовой воды. Отделившаяся в процессе подготовки нефти попутно добываемая пластовая вода из сепаратора С-5 (С-2) поступает в емкость типа ГЭЭ1-1-100-0,6 объемом 100м³ Е-1/2, откуда после прохождения нефтяного жидкостного фильтра под давлением поступает на резервуар пластовой воды РВС №4 (V=2000м³) и далее откачивается подпорными насосными агрегатами на БКНС-1.

Все сосуды обеспечены общей дренажной системой. Сброс дренажа при опорожнении осуществляется со всех сосудов по трубопроводу в дренажную ёмкость ДЕ-2, ДЕ-8 объемом 40м³ и 63м³.

Технологические трубопроводы и запорно-регулирующая арматура, выполнены из стали марки 09Г2С и расположены на несгораемых опорах надземно и снабжены тепловой изоляцией, дополнительно на всех газовых, конденсатных и дренажных трубопроводах предусмотрен электрообогрев. Покровный слой тепловой изоляции – листы из алюминиевых сплавов.

Система очистки воды производительностью 3000 м³/сутки KERUI

Согласно Отчету об испытании № 24/25 НГАИиБ «Лабораторные исследования пробы подтоварной воды с трехфазного сепаратора С-5 месторождения Южный-Хаиыркелды с TOO «KAZPETROL GROUP» пластовая вода, поступающая с ППН (пункта подготовки нефти) на БКНС (блочную кустовую насосную станцию), имеет в составе превышение норм содержания остатков нефтепродуктов и мех примесей.

Для предотвращения попадания остатков нефти и нерастворимых твердых частиц в нефтеносный пласт вместе с закачиваемой водой, данным проектом предусматривается Установка очистки пластовой воды фирмы KERUI, производительностью 3000 м³/сут.

В связи с этим с 2026 года предусматривается модернизация системы поддержания пластового давления воды (СППД), которая включает в себя установку на территории БКНС следующего технологического оборудования:

- установку очистки пластовой воды фирмы KERUI;
- резервуар вертикальный стальной РВС-1000 для сбора очищенной воды;
- резервуар вертикальный стальной РВС-300 для сбора сточных вод и шлама;
- бустерные насосы.

Основное оборудование: многофункциональный циклонный коалесцентный резервуар для удаления масла (включая отстойники 1-го и 2-го уровней), многослойный фильтр (включая 3-х уровневый многослойный фильтр и 4-х уровневый тщательный фильтр с корундовым песком, а также основание), установка для подачи реагентов (включая дозирующее устройство, насосы и т.д.), насос для обратной промывки, система теплоизоляции, распределительный щит и сопутствующие компоненты.

Температура окружающей среды: от -40°C до 55°C.

Рабочая температура: от 40°C до 65°C.

Электропитание: 3Р+N+РЕ

Очистка:

Показатель	Входная вода, мг/л	Выходная вода, мг/л	Степень очистки, %
Взвешенные вещества	≤ 283,57	≤ 10	96,5
Нефтепродукты (масла)	≤ 309,7	≤ 10	96,8

Паспорт оборудования прилагается.

3. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИЕМНИКА СТОЧНЫХ ВОД

При производственной деятельности на месторождении Южный Хаиркелди образуются производственные сточные и попутно-добываемые пластовые воды, которые закачиваются в пласт для поддержания пластового давления (ППД).

Отводимые воды в систему ППД относятся к категории производственных сточных вод после обессоливания нефти и пластовые воды, добываемые попутно вместе с нефтью. Контроль качества попутно-добываемой пластовой воды осуществляется как собственной лабораторией, так и сторонней организацией по перечню показателей согласно программе ПЭК.

Фактический объем отводимых пластовых вод вместе с производственными сточными водами составляет 80 м³/сут или 29200 м³/год.

Приемником пластовых и производственных сточных вод, отводимых от УПСВ являются нагнетательные скважины. По данным счётчиков ведётся учёт закачиваемой в пласт воды, ведутся журналы записи рабочих параметров закачки пластовой воды.

4. РАСЧЕТ ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ.

Расчет нормативов предельно-допустимых сбросов сточных вод

Номер выпус ка	Наименование показателя	Существующее положение					Нормативы сбросов, г/ч, и лимиты сбросов, т/год, загрязняющих веществ на перспективу на 2026-2035 годы					Год достижен ия ПДС
		Расход сточных вод		Концентра ция на выпуске, мг/ дм³	Сброс		Расход сточных вод		Допустимая концентрация на выпуске, мг/дм3	Сброс		
		м³/час	тыс.м³/год		г/ч	т/год	м³/час	тыс.м³/год		г/ч	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Хлориды	-	-	-	-	-	3,33	29,2	51921,48	172898,53	1516,1072	2026
	Сульфаты			-	-	-			420,81	1401,30	12,2877	2026
	Железо общее			-	-	-			10,08	33,57	0,2943	2026
	Нефтепродукты			-	-	-			6,0	19,98	0,1752	2026
	Взвешенные вещества			-	-	-			1,21	4,03	0,0353	2026
	Барий			-	-	-			953,31	3174,52	27,8367	2026
	Стронций			-	-	-			22,54	75,06	0,6582	2026
	Литий			-	-	-			0,42	1,40	0,0123	2026
	Кальций			-	-	-			6613,2	22021,96	193,1054	2026
	Магний			-	-	-			243,2	809,86	7,1014	2026
	ИТОГО:				-	-				200440,19	1757,6137	

Величины нормативы допустимых сбросов определяются 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 допустимый сброс (ДС) в виде грамм в час (г/ч) согласно формуле:

$$ДС = q \times СДС, \text{ г/ч (6)}$$

где q – максимальный часовой расход сточных вод, метр кубический в час (м³/ч);

СДС – допустимая к сбросу концентрация загрязняющего вещества, мг/дм³. Наряду с максимальными допустимыми сбросами (г/ч) устанавливаются годовые значения допустимых сбросов (лимиты) в тоннах в год (т/год) для каждого выпуска и оператора в целом.

5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИЙНЫХ СБРОСОВ СТОЧНЫХ ВОД.

К возможным аварийным ситуациям, возникающим при осуществлении водохозяйственной деятельности, относятся:

–Механические повреждения емкостей, трубопроводов, предназначенных для транспортировки, резервуаров хранения воды питьевого качества, емкости и резервуары приема сточных вод.

–Выход из строя или нарушение эксплуатации от станции закачки ППД, в результате износа, аварий или воздействия стихийных природных явлений.

Механические повреждения емкостей, резервуаров и трубопроводов могут возникнуть в результате износа и разрушения материала, несвоевременного проведения ремонтно-профилактических работ или халатности обслуживающего персонала.

5.1 Мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций и предотвращению воздействия сбросов сточных вод на окружающую среду

–Применяемое оборудование, запорная арматура, трубопроводы поддерживать в соответствии с характеристиками эксплуатационных условий.

–Проводить контроль сварных соединений и диагностику технического состояния трубопроводов и сооружений.

–Проводить плановый профилактический ремонт оборудования и трубопроводов.

–Проводить постоянный инструктаж обслуживающего персонала.

–Постоянно вести контроль над поступлением воды на предприятие и сбросом сточных вод.

К числу мер безопасности можно отнести также следующее:

–Обеспечение беспрепятственного проезда аварийных служб к любой точке территории.

–Соблюдение правил техники безопасности и правил эксплуатации оборудования.

–Регулярные техосмотры оборудования с заменой неисправных частей, устранения течи из емкостных сооружений.

В случае возникновения аварийных ситуаций на объектах должно быть обеспечено оперативное оповещение лиц, ответственных за экологическую безопасность на предприятии. Для выяснения причин и устранения последствий аварии должны быть приняты безотлагательные меры, в связи с чем, на предприятии должно быть в наличии необходимое количество рабочих, а также необходимые и в достаточном количестве техника и оборудование.

1. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ.

В соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан, Природопользователь обязан проводить производственный экологический контроль (ПЭК) за компонентами окружающей среды, учет и отчетность о воздействии осуществляемой им хозяйственной деятельности на окружающую среду.

Производственный экологический контроль предприятие осуществляет своими силами, либо с привлечением специализированных организаций, имеющих лицензию на этот вид деятельности.

ПЭК представляет собой систематическое наблюдение и проведение измерений физических, химических или биологических систем с целью определения их параметров и происходящих с течением времени изменений. Это обеспечивает важные данные о том, как и насколько, меняются системы.

Тщательно разработанная программа производственного экологического контроля за качеством компонентов окружающей среды обеспечит непрерывную замкнутую систему взаимосвязи измерений и их последствий. Это поможет показать не только то, что было сделано неправильно, но также и то, что было сделано верно. Система ПЭК должна принимать два внимания два ключевых аспекта:

- законодательные требования;
- требования системы мер по охране окружающей среды, разработанные в компании.

В местах расположения производств должна быть создана система природоохранной регистрации, предусматривающая регистрацию:

- всех образующихся стоков;
- всех случайных происшествий, расследований и последствий;
- результатов анализа, полученных самостоятельно и от органов власти.

В программе ПЭК должно быть обосновано:

- число и месторасположение пунктов наблюдения;
- виды исследований компонентов природной среды;
- периодичность и продолжительность отбора проб,
- описаны методики отбора проб, проведения анализов и интерпретации результатов.

Мониторинг воздействия должен начинаться при возникновении чрезвычайной ситуации и продолжаться до определения степени его воздействия на окружающую среду. Должны регистрироваться обнаруженные случаи гибели представителей животного мира, и после окончания основных работ по бурению и испытанию скважин должен быть проведен комплекс мероприятий, позволяющих провести оценку влияния на все компоненты природной среды.

Водопользователь обязан осуществлять контроль:

- объемов забираемой, используемой и сточной воды и их соответствия установленным лимитам;
- состава и свойств сточных вод и их соответствия установленным нормам сброса;
- состава и свойств сточных вод на отдельных звеньях технологической схемы очистки и использования вод и их соответствия технологическим регламентам.

В соответствии с этими обязанностями водопользователь должен организовать учет и контроль водопотребления и водоотведения на предприятии, лабораторный контроль качества воды, используемой на предприятии, а также контроль качества сточных вод.

Методы учета, потребления и отведения сточных вод.

Методы учета, потребления и отведения сточных вод осуществляются с помощью водомерных счетчиков. Водомерный счетчик учитывает поступление водозаборной технической воды в накопительный резервуар. Объем водоотведения учитывается по производительности и продолжительности работы насосов.

Перечень контролируемых параметров качества сточных вод определяется в зависимости от их категории и должен полностью отражать состав сточных вод.

График контроля за соблюдением нормативов ПДС.

В рамках ПЭК за соблюдением нормативов ПДС осуществляется регулярный отбор и анализ проб сточных вод.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОСТИЖЕНИЮ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ ПОДЛЕЖАТ ВКЛЮЧЕНИЮ В ПЕРСПЕКТИВНЫЕ И ГОДОВЫЕ ПЛАНЫ ЭКОНОМИЧЕСКОГО И СОЦИАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ ОПЕРАТОРА.

Для выполнения требований «Экологического Кодекса РК» и исключения возможности загрязнения грунтовых и гидравлически связанных с ним поверхностных водных объектов, настоящим Проектом нормативов допустимых сбросов предусмотрены организационные мероприятия.

1. Вести контроль по очистке сточных вод. Контроль должен проводиться на соответствие закачиваемой воды стандарту качества.

2. Соблюдать установленные нормативы по качеству воды согласно требованиям государственного стандарта РК и единых правил по рациональному и комплексному использованию недр.

3. Соблюдать нормативы НДС, установленные проектом НДС для производственной сточной воды.

4. Не допускать сверхнормативного объема закачки производственной сточной воды в недра, с целью соблюдения проектных решений.

5. Осуществлять контроль за приемистостью нагнетательных скважин с помощью различных технических средств (расходомеры, счетчики и т. п.).

6. В рамках проведения мониторинга подземных вод рекомендуется продолжать исследование состояние подземных вод на месторождении.

Баланс водопотребления и водоотведения на 2026-2035 гг.

Производство	Всего	Водопотребление, тыс.м3/сут.						Водоотведение, тыс.м3/сут.				
		На производственные нужды				На хозяйственно – бытовые нужды	Безвозвратное потребление	Всего	Объем сточной воды повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно – бытовые сточные воды	Примечание
		Свежая вода		Оборотная вода	Повторно-используемая вода							
		всего	в т.ч. питьевого качества									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Обессоливания воды водозаборных скважин	29200 м³/Год	0,08	-	-	-	-	-	0,08	-	0,08	-	-

Динамика концентраций загрязняющих веществ в сточных водах

Загрязняющее вещество (ЗВ)	Концентрация ЗВ, мг/дм ³			Средняя за 3 года	ЭНК
	1 год – 2023 год	2 год – 2024 год	3 год – 2025 год		
1	2	3	4	5	6
Хлориды	-	-	51921,48	51921,48	
Сульфаты	-	-	420,81	420,81	
Железо общее	-	-	10,08	10,08	
Нефтепродукты	-	-	187,35	6,0	
Взвешенные вещества	-	-	34,51	1,21	
Барий	-	-	953,31	953,31	
Стронций	-	-	22,54	22,54	
Литий	-	-	0,42	0,42	
Кальций			6613,2	6613,2	
Магний			243,2	243,2	

Результаты инвентаризации выпусков сточных вод

Наименование объекта (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, мг/дм ³	
				ч/сут.	сут./год	м ³ /ч	м ³ /год			макс.	средн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
м/р Южный Хаиркелди	1		Производственные	24	365	3,33	29200	Закачка в пласт для поддержания пластового давления (ППД)	Хлориды	51921,48	51921,48
									Сульфаты	420,81	420,81
									Железо общее	10,08	10,08
									Нефтепродукты	187,35	6,0
									Взвешенные вещества	34,51	1,21
									Барий	953,31	953,31
									Стронций	22,54	22,54
									Литий	0,42	0,42
									Кальций	6613,2	6613,2
									Магний	243,2	243,2

Эффективность работы очистных сооружений

Состав очистных сооружений	Наименование показателей, по которым производится очистка	Мощность очистных сооружений						Эффективность работы					
		проектная			фактическая			Проектные показатели		Фактические показатели (средние за 3 года.)			
								Концентрация, мг/дм3		Степень очистки, %	Концентрация, мг/дм3		Степень очистки, %
		до	после	до	после								
		очистки		очистки									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Система очистки воды KERUI	Взвешенные вещества	125	3000	1095,0	3,33	80	29,2	283,57	10	96,5	34,51	1,21	96,5
	Нефтепродукты							309,7	10	96,8	187,35	6,0	96,8

Расчет нормативов предельно-допустимых сбросов сточных вод

Показатели загрязнения	ПДК	фактическая концентрация мг/ дм ³	расчетные концентрации мг/ дм ³	нормы ПДС мг/ дм ³	утвержденный ПДС	
					г/час	т/год
1	2	3	4	5	6	7
Хлориды	-	51921,48	51921,48	51921,48	172898,53	1516,1072
Сульфаты	-	420,81	420,81	420,81	1401,30	12,2877
Железо общее	-	10,08	10,08	10,08	33,57	0,2943
Нефтепродукты	-	6,0	6,0	6,0	19,98	0,1752
Взвешенные вещества	-	1,21	1,21	1,21	4,03	0,0353
Барий	-	953,31	953,31	953,31	3174,52	27,8367
Стронций	-	22,54	22,54	22,54	75,06	0,6582
Литий	-	0,42	0,42	0,42	1,40	0,0123
Кальций	-	6613,2	6613,2	6613,2	22021,96	193,1054
Магний	-	243,2	243,2	243,2	809,86	7,1014

План-график контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых сбросов

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
1	46о08'16,9»- 46о10'36,8» с.ш 65о16'02,1»- 65о18'58,4» в. д.	Хлориды	1 раз в квартал	51921,48	1516,1072	Аккредитованной организацией	Инструментальным методом
		Сульфаты	1 раз в квартал	420,81	12,2877	Аккредитованной организацией	Инструментальным методом
		Железо общее	1 раз в квартал	10,08	0,2943	Аккредитованной организацией	Инструментальным методом
		Нефтепродукты	1 раз в квартал	6,0	0,1752	Аккредитованной организацией	Инструментальным методом
		Взвешенные вещества	1 раз в квартал	1,21	0,0353	Аккредитованной организацией	Инструментальным методом
		Барий	1 раз в квартал	953,31	27,8367	Аккредитованной организацией	Инструментальным методом
		Стронций	1 раз в квартал	22,54	0,6582	Аккредитованной организацией	Инструментальным методом
		Литий	1 раз в квартал	0,42	0,0123	Аккредитованной организацией	Инструментальным методом
		Кальций	1 раз в квартал	6613,2	193,1054	Аккредитованной организацией	Инструментальным методом
		Магний	1 раз в квартал	243,2	7,1014	Аккредитованной организацией	Инструментальным методом

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический Кодекс Республики Казахстан
2. Водный Кодекс РК. Постановление Верховного Совета РК от 9 марта 2003г. №481-ІІ.
3. Закон Республики Казахстан «О внесении изменений и дополнений в Водный Кодекс Республики Казахстан». Президент РК от 24 декабря 1996г.
4. Постановление Кабинета Министров РК «Об утверждении Положения о государственном контроле за использованием и охраной водных ресурсов».
5. Правила охраны поверхностных вод РК. РНД 1.01.03-94., Алматы, 1994г.
6. Методические указания по применению Правил охраны поверхностных вод Республики Казахстан, РНД 211.2.03.02-97.
7. Методика по установлению предельно допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами предприятий в пруды-накопители. Алматы, 1998 г.
8. СНиП 2.04.03-85. Канализация. Наружные сети и сооружения.
9. СНиП РК 4.01-02-2001. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения.
10. СНиП 2.04.01-85. Внутренний водопровод и канализация зданий;
11. Инструкция по контролю за работой очистных сооружений и отведением сточных вод, утвержд. приказом Министра охраны окружающей среды РК от 14.04.2005 г. №129-п.
12. Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

Выдана

ЖУСУПОВА АККУМИС МАДИБЕКОВНА
ТАЙМАНОВА 163, 24.

(полное наименование, местонахождение, реквизиты юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование вида деятельности (действия) в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

Особые условия
действия лицензии

(в соответствии со статьей 9 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Орган, выдавший
лицензию

Министерство охраны окружающей среды Республики Казахстан.
Комитет экологического регулирования и контроля

(полное наименование государственного органа лицензирования)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

ТУРЕКЕЛЬДИЕВ СУЮНДИК МЫРЗАКЕЛЬДИЕВИЧ

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) органа, выдавшего лицензию)

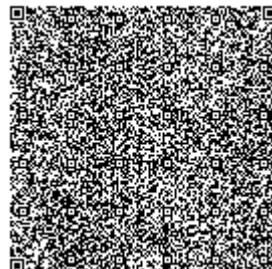
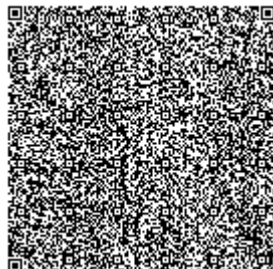
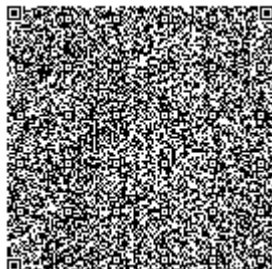
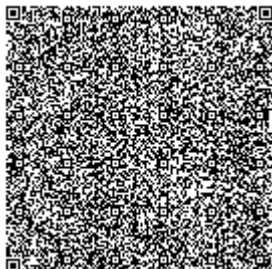
Дата выдачи лицензии **26.04.2011**

Номер лицензии

02147Р

Город

г.Астана





ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02147P

Дата выдачи лицензии 26.04.2011

Перечень лицензируемых видов работ и услуг, входящих в состав лицензируемого вида деятельности

Природоохранное проектирование, нормирование:

Филиалы,
представительства

(полное наименование, местонахождение, реквизиты)

Производственная база

(местонахождение)

Орган, выдавший
приложение к лицензии

Министерство охраны окружающей среды Республики
Казахстан. Комитет экологического регулирования и
контроля

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

ТУРЕКЕЛЬДИЕВ СУЮНДИК МЫРЗАКЕЛЬДИЕВИЧ

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) органа,
выдавшего лицензию)

Дата выдачи приложения к
лицензии

26.04.2011

Номер приложения к
лицензии

002

02147P

