

НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) в атмосферу для месторождения Бестобе АО «Кристалл Менеджмент» на период с 01.01 по 30.10.2026 год, ПЭК, ПУО, ПММ

Наименование предприятия: **АО «Кристалл Менеджмент»**

Юридический адрес: Республика Казахстан, 050000, г. Алматы, ул. Чайковского, 95.

РНН 600 900 600 194

БИН 071 240 002 008

Вид деятельности: Разработка месторождения нефтегазовых месторождений.

Форма собственности: частная.

Наименование объекта: Месторождение Бестобе расположенное в Жалагашском районе Кызылординской области.

В настоящее время между АО «Кристалл Менеджмент» и Компетентным органом подписано Дополнение № 12 (регистрационный номер 5282-УВС от «30» октября 2023 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., срок действия подготовительного периода продлен на 3 (три) года – до «30» октября 2026 г. При этом, в подготовительный период предусматривается добычу вести в исследовательских целях существующими скважинами, начиная с июля 2024 по октябрь 2026 гг., с дальнейшим переходом на этап промышленной добычи.

Местоположение

Контрактный участок АО «Кристалл Менеджмент» расположен на территории Кызылординской (части Кармакшинского, Жалагашского, Сырдарьинского районов), Карагандинской (часть Улытауского района) и Актюбинской (часть Иргизского района) областей Республики Казахстан (рисунок1).

Месторождение Бестобе находится на территории листов L-41-XI, расположена в Жалагашском районе Кызылординской области.

В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Торгайской низменности.

На контрактной территории имеется развитая инфраструктура на соседних месторождениях Майбулак и Арысқум принадлежащие АО «ПККР» (5-10 км от месторождений Северный Майбулак, Караколь и Бестобе). При подсоединении к имеющейся инфраструктуре товарная нефть может быть загружена на экспортный нефтепровод «Казахстан-Китай» и «ШНОС».

Также на юге проходит республиканский магистральный газопровод «Бейнеу БозойШымкент».

Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Торетам и Жосалы, расположенные соответственно в 75 км и 90 км на юг от южной границы участка и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до ближайшего областного центра города Кызылорда 180 км, г. Жезказган - в 250 км к северо-востоку.

На юго-востоке в 100 км расположено месторождение Кумколь, промышленное освоение которого начато в 1990 году.

В орографическом отношении район работ представляет собой низменную равнину с отметками рельефа от 60 до 130 м, осложненную возвышенным плато с отметками 200 - 230 м над уровнем моря.

Климат района резко континентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не превышает 120-150 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем –150С (до –400С), летом +270С (до +450С).

Растительный покров представлен типичной для пустынь и полупустынь растительностью: саксаулом, чиём, серой полынью, ковыльскими и прочими представителями мелкотравья. В низинах увлажненные места густо зарастают тростником, камышом и осокой.

Животный мир и виды насекомых характерны для степной зоны Средней Азии, приспособившиеся к резко континентальной засушливой среде. Он достаточно разнообразен и тесно связан с ландшафтной зональностью.

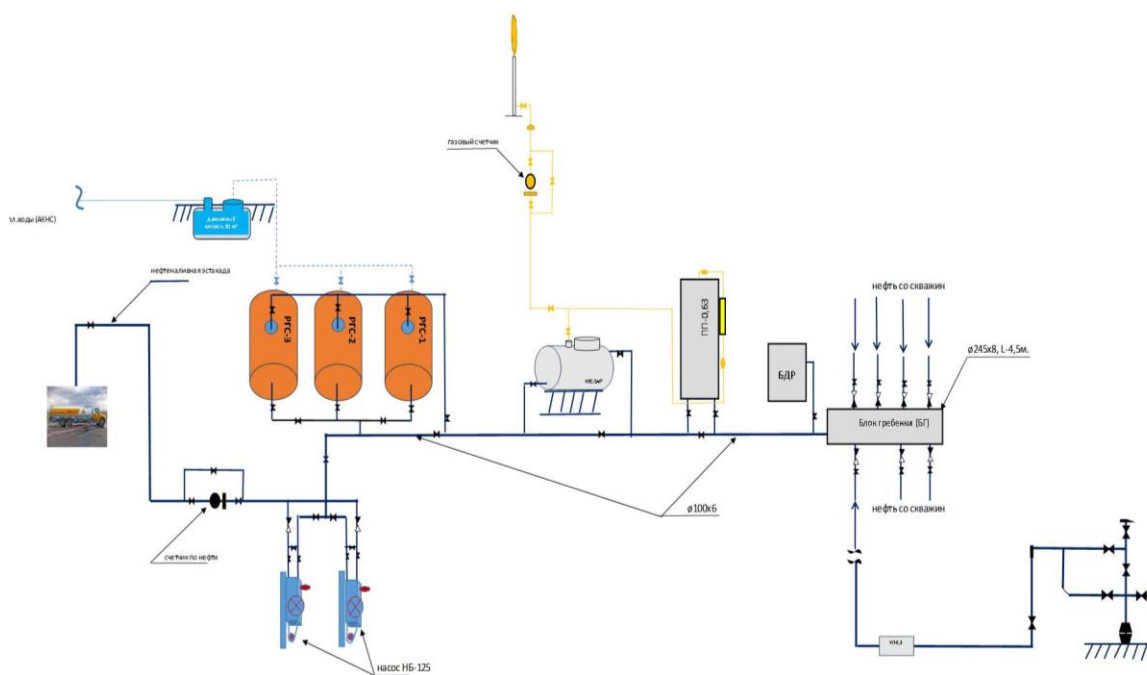
Климат района – резко континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом достигает 30-35 °С, минимальная зимой «минус» 35-40 °С. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период, их среднегодовое количество не превышает – 150 мм.

Для района месторождения характерны сильные ветры: летом западные и югозападные, в остальное время года – северные и северо-восточные, в зимнее время часты метели и бураны. Водные артерии на площади месторождения отсутствуют.

Для технического водоснабжения используются слабоминерализованная вода альбских и сеноманских горизонтов, залегающих на глубине от 70 до 500 м. Район не сейсмоактивный.

Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования

Проектом разработки предусмотрен подготовительный период для обустройства месторождения. В подготовительный период добыча планируется по следующей технологической схеме:



Принципиальная технологическая для подготовительного периода добычи на месторождении Бестобе

На входе предусмотрен манифольд, с возможностью направления одной из скважин на тестовый трехфазный сепаратор, с расходомерами по нефти, по воде и по газу. Жидкость из скважин через устьевой нагреватель типа УП-0,2 подается на манифольд (блок гребенку). В устьевом нагревателе типа УП-0,2 установлен сепаратор для выделения газа, который является топливом для устьевого нагревателя. После манифольда, одним потоком трубопроводом, будут направлены на вход путевого подогревателя типа ПП-0,63 для подогрева продукции скважин. Далее, после печи ПП-0,63 скважинная продукция направляется на вход горизонтального нефтегазового сепаратора. Попутный газ из горизонтального нефтегазового сепаратора, направляется на печь ПП-0,63 в качестве

топливного газа. Нефть из горизонтального нефтегазового сепаратора направляется в резервуары хранения нефти типа РГС-50 м³ в общем количестве 3 штук. Также после горизонтального нефтегазового сепаратора предусмотрена факельная линия с факельной установкой и факельным оголовком, для технологического неизбежного сжигания газа. Пластовая вода с нижней части резервуаров хранения будет сливаться в дренажную емкость для дальнейшей утилизации. Сырая нефть будет отгружаться через автоналивную эстакаду в автоцистерны, и далее транспортироваться до УПН на месторождении Караколь или реализовываться покупателям. Далее после подготовительного периода планируется постройка УПСВ (установка предварительного сброса воды).

Технологическое описание процессов на УПСВ

УПСВ предназначен для дегазации нефти и отделения пластовой воды. Сырая нефть будет отгружаться через автоналивную эстакаду в автоцистерны, и далее транспортироваться до УПН на месторождения Караколь, для подготовки и дальнейшей реализации.

Вода в первые три года будет также вывозиться автоцистернами, для дальнейшей утилизации. В последующие годы, попутная пластовая вода будет закачиваться в нагнетательные скважины.

Попутный газ будет использоваться в качестве топлива на печах типа ПП-0,63 (одна печь на входе УПСВ перед НГС первой ступени и вторая печь – резервная).

Краткое описание технологического процесса УПСВ

На входе УПСВ предусмотрен манифольд на 32 скважины, с возможностью направления одной из скважин на тестовый трехфазный сепаратор, с расходомерами по нефти, по воде и по газу. Все остальные скважины, после манифольда, одним потоком трубопроводом, будут направлены на вход путевого подогревателя Е-1 типа ПП-0,63 для подогрева продукции скважин. Далее, после печи ПП-0,63 скважинная продукция направляется на вход горизонтального трехфазного нефтегазового сепаратора первой ступени С-1. Давление сепарации составит в диапазоне 3-6 кгс/см². На газовой линии после сепаратора С-1 будет установлен рычажной регулятор давления газа для поддержания давления сепарации. Печи Е-2 будут работать периодически, для улучшения процесса сепарации нефти и газа.

Вода из С-1 направляется на вход установки подготовки воды (УПВ). УПВ включает в себя отстойник воды типа ОВ-25 и резервуары РВС-700 м³ в количестве 3-х штук для хранения и отстоя воды, насосы для откачки воды и автоналивной стояк.

Попутный газ из С-1, направляется на газовый сетчатый вертикальный сепаратор ГС-1. Также на газовой линии после сепаратора ГС-1 установлен рычажной регулятор давления газа для поддержания давления сепарации в диапазоне 1,0-1,5 кгс/см² и направления части газа на продувку факельного коллектора и факельного ствола. Из линии до регулятора давления, берет начало линия подачи топливного газа на дежурную горелку факела. На линии подачи газа на дежурную горелку и на линии подачи газа в факельный коллектор установлены расходомеры по газу, для учета сжигаемого газа. В целях очистки продувочного газа от капельной жидкости, направляемого на факел, на факельной линии установлен трубный конденсатосборник КС-1, из стальных труб Д = 325мм.

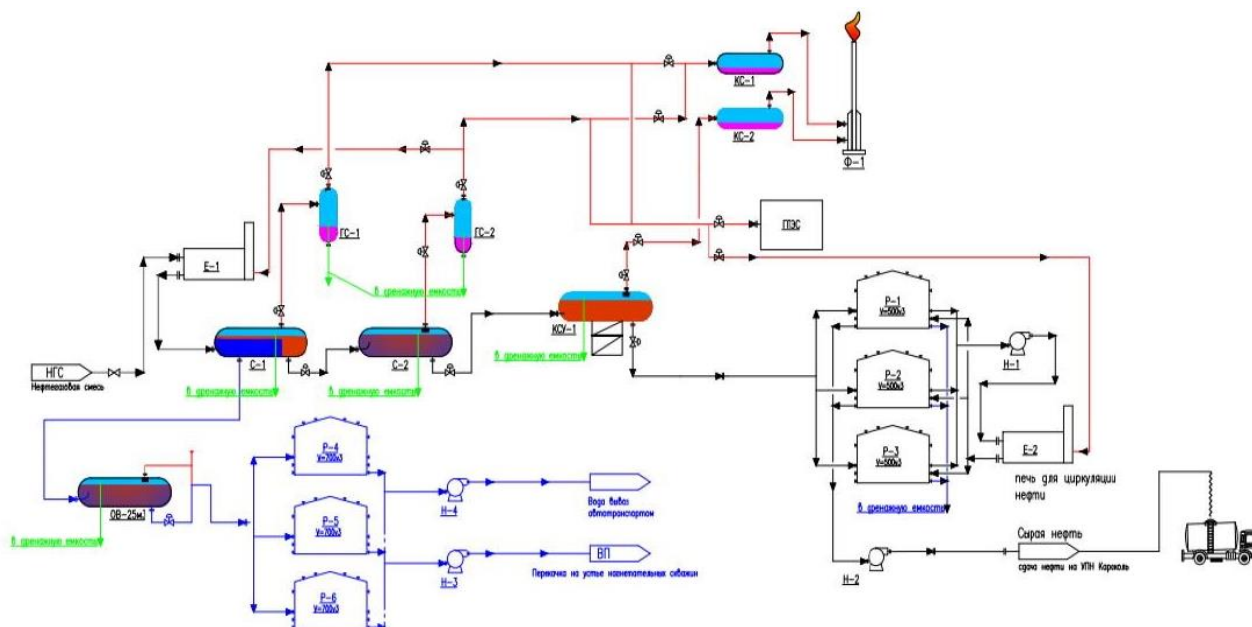
Основной поток газа с ГС-1 направляется на печи Е-1 и Е-2 типа ПП-0,63, в качестве топливного газа. На входе в указанные газопотребляющее оборудование, устанавливаются регуляторы давления газа, для снижения давления газа до рабочего давления горелок печей, что составляет порядка 0,2 кгс/см².

Нефть из С-1 направляется на двухфазный горизонтальный сепаратор второй ступени С-2. Сепаратор С-2 предназначен для сепарации нефти от газа при давлении 1,0-1,5 кгс/см². Газ из сепаратора С-2 направляется на газовый сепаратор ГС-2 и далее объединяется с газом с сепаратора ГС-1, после чего потоки газа с ГС-1 и ГС-2 вместе распределяются вместе на потребители газа и на факельную линию.

Нефть из сепаратора второй ступени С-2 направляется на концевую сепарационную установку КСУ, где при атмосферном давлении выполняется дегазация нефти. КСУ располагается выше других сепараторов. После КСУ нефть самотеком направляется на вход насосов, которые далее откачивают нефть в резервуары хранения нефти типа РВС-500 м³ в общем количестве 3 штук.

Газ из КСУ направляется отдельной линией на трубный конденсатосборник КС-2 из стальных труб $D = 325$ мм. На факельной линии низкого давления также установлен расходомер по газу. Газ низкого давления направляется на факельный оголовок, для сжигания газа низкого давления.

Исполнение факельной установке может быть как комбинированным для сжигания газа высокого и низкого давления или раздельным. Более детально будет определено на стадии рабочего проекта по обустройству.



Нефть, находящиеся в резервуарах, будет периодически подаваться на вход циркуляционных насосов, для подогрева нефти в целях защиты оборудования и трубопроводов от замерзания парафинов, а также для улучшения разделения водо-нефтяной эмульсии в составе нефти, которая будет сливаться с нижней части резервуара. УПСВ имеет систему дренажа. Конденсат с газовых сепараторов ГС-1 и ГС-2, КС-1 и КС-2, а также с дренажных патрубков С-1, С-2 и КСУ имеет дренажную линию направляемую на подземную дренажную емкость типа ЕП объемом 25 м³ с полупогружным насосом типа НВЕ-50/50. Дренаж с емкости может быть откачан на резервуары либо в начало процесса УПСВ.

Ремонтное и аварийное опорожнение нефтетрубопроводов и оборудования осуществляются в автоцистерну агрегатом или вакуумной автоцистерной.

Расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере показали, деятельность предприятия не повлечет за собой негативных последствий по изменению качества атмосферного воздуха и выполнение воздухоохраных мероприятий с целью достижения нормативов НДВ предприятию настоящим проектом не рекомендуется.

На балансе предприятия автотранспортных средств нет. Передвижные источники загрязнения атмосферы, задействованные на месторождении, принадлежат подрядным организациям, которые сами разрабатывают нормативы и получают разрешения на эмиссии в окружающую среду.

По санитарным требованиям «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденный приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚРДСМ-2, объекты по добыче нефти, газа и операций с ними относятся к II классу опасности с санитарно-защитной зоной (СЗЗ) не менее 500 метров.

Расчет платы за эмиссии в окружающую среду произведен на основании и соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан от 02.01.2021 года №400-VI ЗРК и Кодексом Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» от 25.12.2017 года № 121-VI ЗРК (п.2 ст.576).

Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу определяются исходя из размера месячного расчетного показателя (МРП), установленного на соответствующий финансовый год законом о республиканском бюджете. В 2025 году с 1 января МРП составляет 3 932 тенге.

На период с 01.01 по 30.10.2026 годы на месторождении Бестобе насчитывается всего 30 источников выбросов, из них: 22 организованных источников загрязнения атмосферы и 8 неорганизованных источников загрязнения атмосферы (из них 4 неорганизованных ЗРА и ФС).

К организованным источникам выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух относятся: дежурная горелка для сжигания избыточного сырого газа, горловины емкостей для хранения нефти, выхлопные трубы дизель-электростанции, дыхательные клапаны резервуаров хранения дизельного топлива, горловина бака автотранспорта наливной эстакады.

К неорганизованным источникам выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух относятся: дренажная емкость, ЗРА и Фланцы насосы для нефти. Согласно требованиям Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (Приказ Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г. №355) для обеспечения безопасной эксплуатации нефтегазовых месторождений не допускается выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух через неплотности запорной арматуры и фланцевых соединений. В этой связи на предприятии осуществлены мероприятия по проверке герметичности оборудования, и выбросы через неплотности оборудования (ЗРА и ФС) устранены и не подлежат нормированию.

Нормативы выбросов ЗВ представлены без источников ЗРА и ФС, эти источники представлены в Плане технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Согласно плана технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу суммарные выбросы по углеводородам предельным С1-С5 (1502*) составили:

№ площадки (наименование площадки)	Год эксплуатации	Суммарные выбросы по углеводородам предельным С1- С5(1502*)	
		г/с	т/год
ЗРА и ФС по м/р Бестобе	с 01.01 по 30.10.2026 г.	0,02437	0,319766

Согласно проведенным расчетам выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на период с 01.01 по 30.10.2026 г.:

Код ЗВ	Н а и м е н о в а н и е загрязняющего вещества	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)
1	2	8	9
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.048425436	15.349315529
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.170401635	2.494713773
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.080298976	1.287762941
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.133333332	1.6
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0027988	0.0030985712
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.032743088	17.320629409
0410	Метан (727*)	0.102605855	2.684940735
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	3.38096	3.74149
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	1.250528	1.3846552
0602	Бензол (64)	0.01633264	0.018067332
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, пизомеров) (203)	0.00513024	0.005681048
0621	Метилбензол (349)	0.01026532	0.011362096
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001332	0.0000176
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.013333332	0.16
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.322222224	3.84
	В С Е Г О :	7.56938021	49.9017342342

Фактические выбросы загрязняющих веществ за последние 2-3 года составляет:

- на 2021 год – 2,202814536 т/год;
- на 2022 год – 0,495216522 т/год;
- на 2023 год - 0 т/год (работы не проводились);
- на 2024 год - 2,23102944 т/год;
- на 2025 год (1 кв) - 0 т/год (работы не проводились).

**Лимиты накопления отходов
на период разработки месторождения Бестобе
АО «Кристалл Менеджмент» на период с 01.01 год по 30.10.2026 г.**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего	45.147	45.147
в том числе отходов производства	41.397	41.397
отходов потребления	3.75	3.75
Опасные отходы		
Промасленная ветошь	1.25	1.25
Отработанные масла	1.5	1.5
Отработанные масляные фильтры	0.2	0.2
Нефтешлам	30	30
Отработанные аккумуляторы	2.0	2.0
Медицинские отходы (отходы процедурного кабинета)	0.072	0.072
Отработанные ртуть содержащие лампы	0.29	0.29
Тара с остатками хим. реагентов	2.0	2.0
Не опасные отходы		
Твердые бытовые отходы	3.75	3.75
Огарки сварочных электродов	0.075	0.075
Металлолом	0.01	0,01
Отработанные шины	2.0	2.0
Строительные отходы	2.0	2.0
Зеркальные		
-	-	-