

Нетехническое резюме

Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) вредных веществ в атмосферу разработан на производственную деятельность месторождения Жанбыршы ТОО

«ТузкольМунайГаз Оперейтинг», расположенный на территории Сырдарьинского района, Кызылординской области

Адрес: РК, Кызылординская область, Сырдарьинский район, контрактная территория 1057 месторождение Жанбыршы ТОО «Туз科尔МунайГаз Оперейтинг»

БИН: 181140010632

Вид деятельности: Добыча нефти и газа.

Форма собственности: частная.

Наименование объекта: месторождение Жанбыршы, Сырдарьинский район, Кызылординская область, Республики Казахстан.

Основанием для разработки проекта является Договор на оказание услуг между ТОО «Туз科尔МунайГаз Оперейтинг» и ИП «ЭКО-ОРДА».

Месторождение Жанбыршы разрабатывается компаниями ТОО «SSM-Ойл» и ТОО «Кольжан», имеющими Контракт №1057 от 11.12.2002 г. для разведки и добычи угледородного сырья в пределах блоков, расположенных в Сырдарьинском районе Кызылординской области РК. Срок действия Контракта №1057 на разведку между недропользователем и МНГ РК в рамках Дополнения №21 от 04.04.2023г. срок действия Контракта продлён на 3 года.

Местоположение

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

В географическом отношении структура занимает южную часть Тургайской впадины (рис. 1.1).

Площадь горного отвода составляет 78,13 км², глубина – минус 750 м. Ближайшими населенными пунктами являются г. Кызылорда (к югу 110 км), станция Теренозек (к юго-западу 100км) и нефтепромысел Кумколь (к северу 80 км). Район представляет собой полупустынную равнину Центрального Казахстана с

типичными растительностью и животным миром. Рельеф на юге и севере площади представляет собой равнину, ее поверхность высота снижается к центру блока разведки. Пустыня проходит через центр от запада к востоку и в большинстве местятся маленькие песчаные дюны. Солончак в северо-западной части блока разведки негативно воздействует на производственную деятельность. Абсолютные высоты находятся выше уровня моря и изменяются в пределах от 100 м до 170 м от севера к югу.

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют.

Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек, с минерализацией воды до 4 г/л.

Климат района резко континентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем – минус 15оС (до минус 40оС), летом – плюс 27оС (до плюс 45оС). Для района характерны сильные ветры, летом - западные, юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные.

Дорожная сеть представлена грунтовыми дорогами. Они труднопроходимы в зимний период из-за снежных заносов и непроходимы в период весенней распутицы.

На юго-западном направлении от месторождения имеется выход на экспортный маршрут по железной дороге через ст. Жосалы, где установлены два независимых нефтеналивных терминала, один из которых принадлежит компании “CNPC”.

Нефтепровод «Кумколь-Каракоин-Шымкент» проходит в 80 км к северо-востоку.

Южно-Торгайскую группу месторождений с железнодорожным терминалом на станции Жосалы соединяет также нефтепровод «Кызылкия-Арыскум-Майбулак», протяженностью

177 км. Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу «Кумколь-Атасу-Алашанькоу» с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кум科尔.

Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. Линии телефонной связи отсутствуют.



По состоянию на 01.01.2025г, месторождение находится в подготовительном этапе к полномасштабному этапу разработки. Поскольку проект пробной эксплуатации не реализован, совокупный объем добычи ограничивается количеством нефти, извлеченным в ходе опробования пластов. В период разведки (опробования) отобрано 2.822 тыс тн нефти, 6.297 тыс тн жидкости и 0.116 млн м³ попутного газа. Обводненность составила 44%.

Общий пробуренный фонд скважин месторождения Жанбыршы по состоянию на 01.01.2025г приведен в таблице №3.5.1

Таблица № 3.5.1

Наименование	скважины
1. Эксплуатационный фонд	0
1.2 Действующий фонд	-
1.2.1 фонтанный	-
1.2.2 механизированный	-
1.3 В бездействии	-
1.4 В ожидании освоения и обустройства	-
2. В консервации	8
3. Наблюдательный фонд	-
4. Ликвидированные	3
5. Нагнетательный фонд	-
Общий фонд скважин	11

В связи с тем, что месторождение Жанбыршы с 04.04.2023 года находится в подготовительном этапе к промышленной разработке, информация по динамике газового фактора отсутствует.

Показатели добычи нефти и газа представлены в таблицах 3.8.1 и в соответствии с действующим «Проектом разработки месторождения Жанбыршы» (Протокол № 57/25, от 21–22 ноября 2024г).

Таблица 3.8.1 – проектные показатели добычи нефти газа месторождения Жанбыршы на период с 01.01.2025 – 04.04.2026 годы.

Годы	Добыча нефти, тыс тн	Добыча газа, млн м ³	Газовый фактор, м ³ /тн
2025	1,1	0,002	1,5
2026	4,7	0,007	1,5

ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМА СЖИГАНИЯ СЫРОГО ГАЗА

На месторождении Жанбыршы (к/т 1057) объем технологически неизбежного сжигания газа составляется из объемов газа, направляемого на факельную установку при

проведении работ по эксплуатации (испытании).

В целях рационального использования добываемого сырого газа на месторождениях ТОО «Тузкольмунайгаз Оперейтинг» на месторождении Западный Тузколь (к/т 467 1) строительством задействована газотурбинная электростанция (ГТЭС) для выработки электроэнергии на собственные технологические нужды и обеспечения электроэнергией всех производственных объектов, расположенных на контрактных территориях №4671 и №1057. Общая проектная мощность электростанций составляет 16,5 МВт (3 единиц по 5,5 МВт.). Ввод газотурбинных установок (ГТУ) произведен в конце 2019 года.

Расчетное количество нормативного сжигания для отдельных участков и технологического оборудования определяется исходя из технических характеристик, а также норм проведения ремонтных работ на оборудовании.

В соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания попутного и (или) природного газа при проведении нефтяных операций», утвержденный приказом № 164 от 5 мая 2018 года Министра энергетики Республики Казахстан, произведены расчеты показателей объемов технологически неизбежного сжигания газа по видам проводимых мероприятий.

Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования

Каждая добывающая скважина будет оборудоваться замерным 2-х фазным сепаратором для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительными емкостями в количестве 2 ед. ($V=50 \text{ м}^3$) для сбора нефтяной эмульсии и печи подогрева нефти.

В состав индивидуальной системы сбора скважинной продукции предполагается использовать по каждой скважине добывающего фонда следующее оборудование:

- Тестовый сепаратор «АРГО» для замера дебитов;
- Двухфазный нефтегазосепаратор НГС-16 (1 ступень сепарации);
- Накопительная емкость ($V=50 \text{ м}^3$), 2 ед. (концевая ступень сепарации); • печи подогрева нефти УН-0,2 -4ед.;
-

Нефтеналивная площадка •
площадка АГЗУ

-
- площадка узла налива •
конденсатосборник
- дренажная емкость.
- ДЭС
- емкость д/топлива.

Схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси по вык идному трубопроводу поступает в нефтегазовый двухфазный сепаратор 1 ступени сепарации (Н

ГС-16), где происходит основной процесс отделения газа от нефти, нефть (либо эмульсия) затем поступает в накопительную емкость, работающую под избыточным давлением 0.05 М Па, откуда происходит окончательная дегазация нефти и слив жидкости в автоцистерны через наливной стояк. Накопительная емкость должна устанавливаться на высоте, обеспечивающей налив жидкости в автоцистерны самотеком. Добытая продукция скважин с накопительной емкости самотеком подается на нефтеналивной стояк и вывозится автомашинами на ЦППН месторождения Кенлык для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю.

Замер текущего дебита жидкости будет осуществляться с помощью тестового сепаратора фирмы «АРГО» по определенному графику.

От устья скважин до накопительных емкостей выкидные линии оборудованы специальными термокабелями для подогрева потока газожидкостной смеси.

Энергоснабжение будет осуществляться от стационарного источника электроэнергии и ДЭС (дизельная электростанция). Для хранения дизельного топлива предусмотрена емкость.

Характеристика источников выбросов в атмосферу

В период с 01.06.2025г. по 04.04.2026 год на месторождении Жанбырь шы насчитывается всего 36 источников выбросов, из них: 25 организованных источников загрязнения атмосферы и 11 неорганизованных источников загрязнения атмосферы.

К организованным источникам выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух относятся: дымовая труба печи подогрева нефти, 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: ЗРА и Фланцы двухфазного нефтегазосепаратора НГС-16 и тестового сепаратора АРГО. 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 иланцевых соединений. В этой связи на предприятии осуществлены мероприятия по проверке герметичности оборудования, и выбросы через неплотности оборудования (ЗРА и ФС) устраниены 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.