

НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

1.1. Почтовый адрес оператора

Полное и сокращенное наименование: Товарищество с ограниченной ответственностью совместное предприятие «Куатамлонмунай».

Юридический адрес оператора: РК, 120008, Кызылординская область, г.Кызылорда, ул.Амангельды Иманова, здание №108Г.

Фактический адрес расположения объекта: РК, Кызылординская область, Сырдарьинский район, месторождение Коныс и Бектас.

Электронный адрес: kuatamlonmunai@kuatamlommunai.kz.

Тел.: 8(7242)23-56-00

Факс: 8(7242) 23-29-87

БИН: 941040001050

Вид основной деятельности: добыча и подготовка нефти на месторождении Коныс, Бектас.

Форма собственности: частная

Месторождения Коныс и Бектас. Нефтегазовые месторождения Коныс и Бектас входят в состав нефтегазоносных структур ЮжноТоргайского прогиба.

В географическом отношении месторождения Коныс и Бектас расположены в Сырдарьинском районе, Кызылординской области на приграничной территории с Карагандинской областью, в зоне северных континентальных пустынь и приурочена к поверхности обширной озерной котловины.

Район без водных артерий и постоянных населенных пунктов. Железнодорожные станции Жусалы и Жалагаш расположены в 150–200 км. Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш (130 км), Жусалы (140 км), Карсакпай (180 км) и пос.Сатпаево (250 км). Расстояния до областных центров г.Кызылорда и г.Жезказган составляют 140 км и 290 км, соответственно. На расстоянии 230 км к востоку от месторождений проходит нефтепровод Омск – Павлодар – Шымкент, а в 20 км к северо-востоку проходит ЛЭП Жусалы–Байконур.

На предприятии функционируют замерные установки (ЗУ) с помощью которых осуществляется сбор добываемой водо-газонефтяной жидкости с куста скважин, замер добытых нефти и газа и транспортировка жидкости и газа для дальнейшей подготовки на ГУ Южный Коныс, ГУ Бектас и ЦППНГ.

Попутный нефтяной газ месторождения Бектас, отделенный при сепарации продукции, по газовому коллектору транспортируется на ЦППНГ.

Оператор относится к I категории, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду согласно решения по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, выданного Министерством экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан РГУ «Департамент экологии по Кызылординской области» Комитета экологического регулирования и контроля от 21 сентября 2021 г. (приложение).

ТОО СП «Куатамлонмунай» имеет транспорт и спецтехнику из 76 единиц, в том числе:

- автотранспорт на бензине - 20 единиц;
- дизельный автотранспорт - 56 единиц.

1.2. Карта схема объекта

Ситуационная карта-схема расположения месторождений Коныс – Бектас приведена на рисунке 1.1, ЦППНГ- на рисунке 1.2.

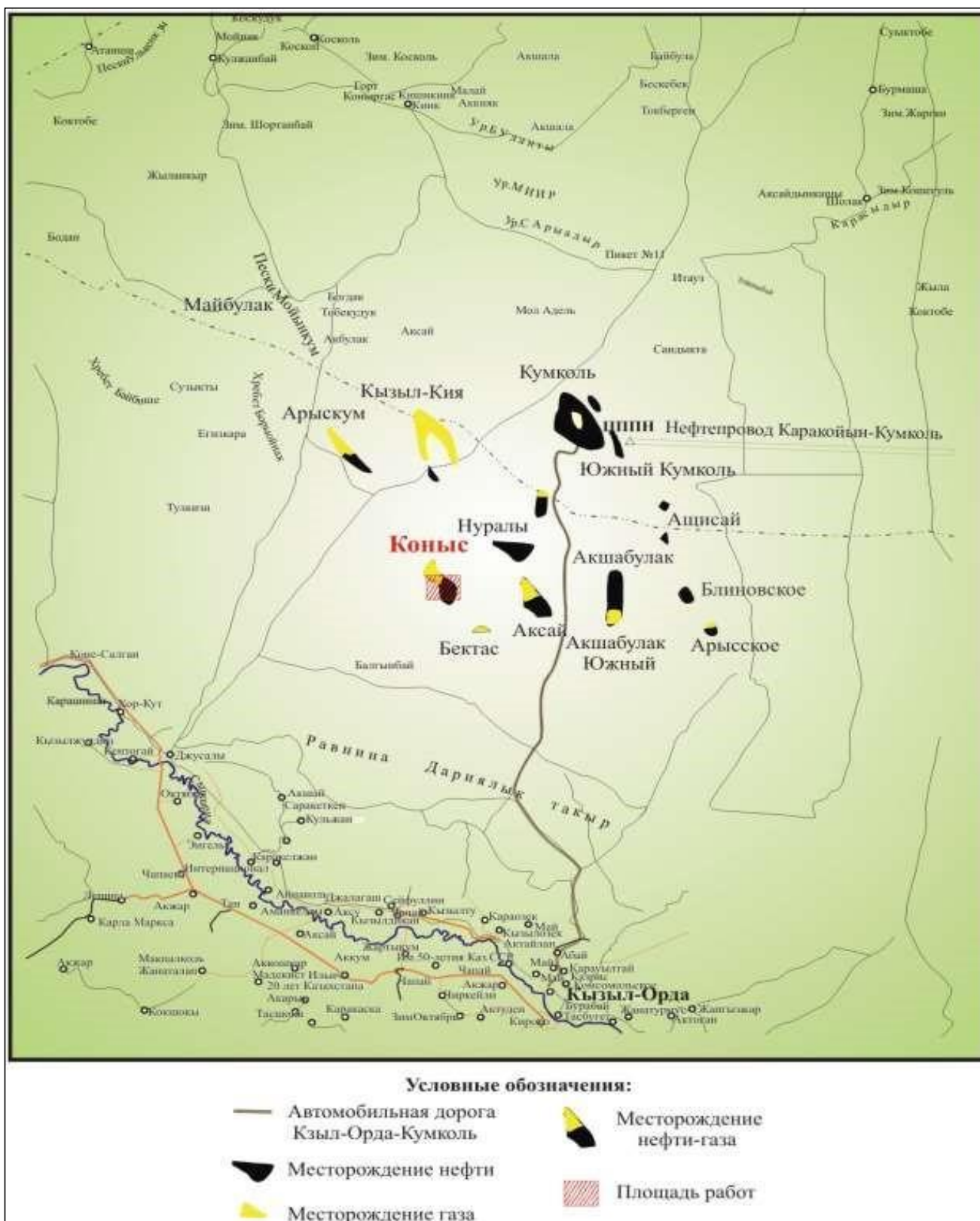


Рис.1. – Обзорная карта схема месторждений Коныс и Бектас

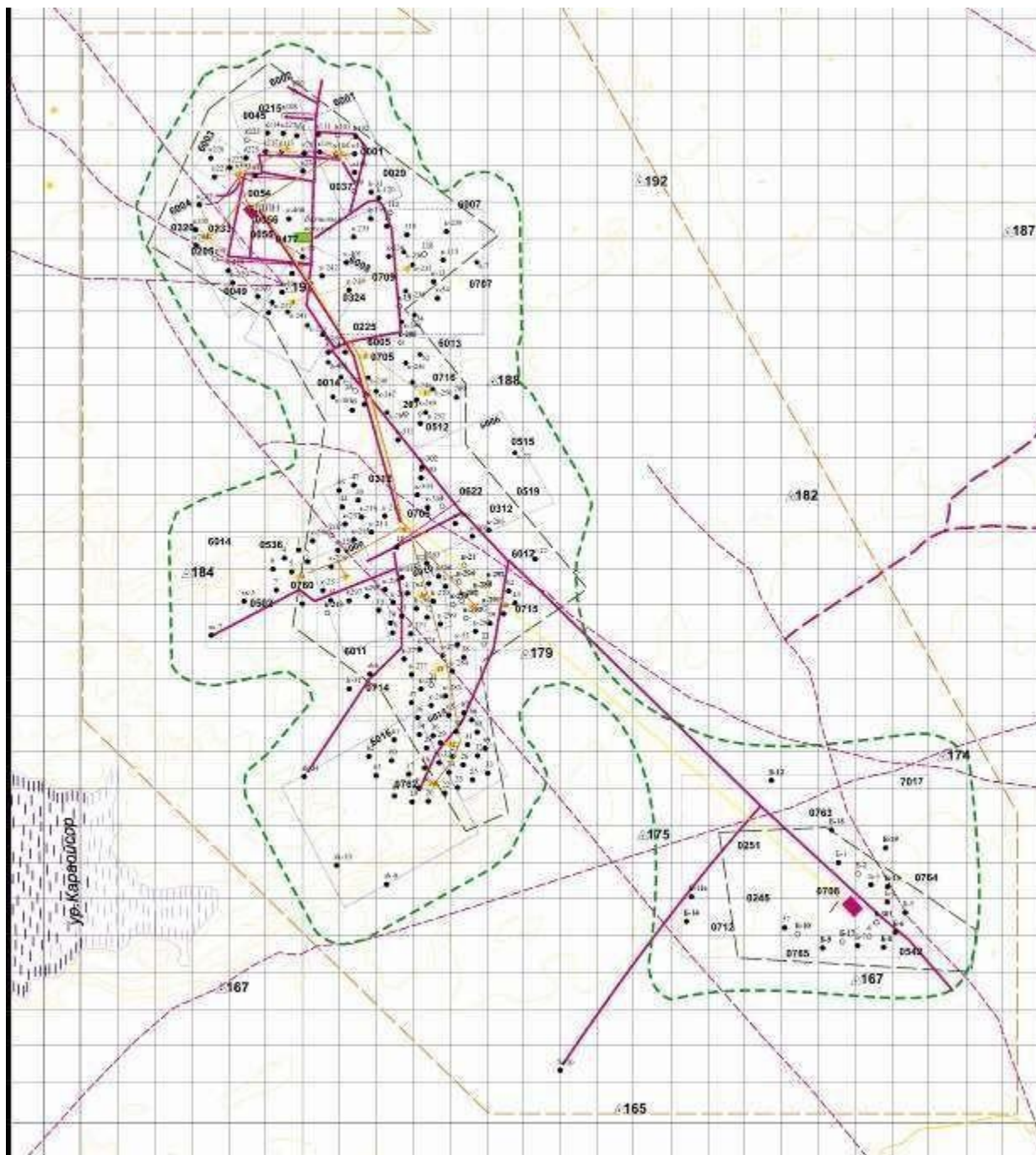


Рис.1.1.- Ситуационная карта-схема расположения месторождений Коньес – Бектас с нанесенными на нее источниками загрязнения атмосферы и санитарно-защитной зоной.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

3.1. Центральный пункт подготовки нефти

Согласно характеристике фонда скважин на 01.09.2025 года количество скважин на месторождении «Коньес» составляет 548 единиц, из них: 279 добывающих скважин, 163 водонагнетательных скважин, 6 газонагнетательных скважин (из них: действующие - 1, в бездействии – 5), фонд консервации - 15 скважин, фонд наблюдательных скважин 30, фонд водозаборных скважин 44 (из них: действующие – 6, в простое – 38), фонд ликвидированных скважин 11. Добыча нефти на месторождении на данный период осуществляется фонтанным способом и механическим способом (при помощи станков-качалок).

Согласно характеристике фонда скважин на 01.09.2025 года количество скважин на месторождении «Бектас» составляет 91 единиц, из них: 33 добывающих скважин, 25

водонагнетательных скважин, фонд консервации - 1 скважина, фонд наблюдательных скважин 2, фонд водозаборных скважин 23 (из них: действующие – 14, в простое – 9), фонд ликвидированных скважин 7. Добыча нефти на месторождении на данный период осуществляется фонтанным способом и механическим способом (при помощи станков-качалок).

Газожидкостная смесь со скважин поступает по выкидным линиям диаметром 89 мм на блок манифольда, расположенного на замерных установках и оттуда по трубопроводам на центральный пункт подготовки нефти (ЦППН). Для очистки выкидной линии от парафина и солеотложения предусматривается узел запуска скребка на каждой замерной установке и узлы приема скребка на ЦППН. В целях предотвращения замерзания нефти на устье скважин предусмотрены устьевые подогреватели.

Газонефтяной поток с манифольда и/или разгрузочного резервуара направляется на подогреватель нефти, где нагревается до 60°C. После подогрева нефти, в нее добавляются деэмульгаторы из блока дозирования реагентов. Далее нефтегазовая смесь направляется в нефтегазовый сепаратор первой степени сепарации, после отделившийся газ поступает на газовый сепаратор и КСУ. После первой степени сепарации, нефть подается на вторую ступень – сепаратор $V = 50 \text{ м}^3$. Отделившийся после первой и второй ступеней сепарации газ, поступает на газогенераторную и газокompressорную станции. Газ закачивается в «газовую шапку» для поддержания пластового давления и используется для выработки электроэнергии. Товарная нефть поступает для хранения в резервуары РВС-3000 м^3 и РВС-1000 м^3 . Для возможности выполнения внутрибазовых перекачек предусмотрен насос внутрибазовых перекачек.

Для учета количества отпускаемой нефти, нефть на узел налива направляется через измерительную учетную станцию.

Для возможности опорожнения трубопроводов и оборудования предусмотрены две дренажные емкости.

Отделившаяся на сепараторах первой и второй степени вода, подается на установку подготовки пластовой воды, а затем закачивается в пласт для поддержания пластового давления.

3.2. Замерные установки.

На месторождениях Коныс и Бектас, для промежуточного учета добываемой нефти установлены замерные установки.

На каждой замерной установке предусматривается размещение групповой замерной установки «Спутник», путевого подогревателя, камеры пуска скребка и дренажной емкости.

Добытая со скважин нефтяная смесь по выкидным линиям поступает, для замера ее количества, на замерную установку «Спутник». После учета ее количества, она отправляется на путевой подогреватель и далее отправляется в трубопровод.

Для очистки внутренней поверхности труб от парафинистых отложений и грязи, на замерных установках установлены камеры пуска средств очистки.

Для сбора дренажа и утечек от замерной установки, путевого подогревателя и камеры СОД предусмотрена дренажная ёмкость объемом $V = 8 \text{ м}^3$, с откачкой дренажа в передвижную ёмкость.

3.3 Групповая установка.

На месторождениях размещены групповые установки сбора и отправки нефти. В состав установки входят: замерная установка «Спутник», камера приема скребка, путевого подогревателя, нефтегазовые сепараторы, резервуары хранения нефти, газовый сепаратор.

С ближайших скважин нефтяная смесь поступает на замерную установку «Спутник» для ее учета. Также нефтяная смесь с других замерных установок. Весь поток нефти поступает на подогрев в путевой подогреватель, после чего, подогретая смесь, для ее разделения отправляется на нефтегазовые сепараторы. Пройдя дегазацию, нефть поступает на хранение в горизонтальные резервуары.

Газ, отделившийся от нефти в сепараторах и выделившийся при ее хранении в резервуарах, по трубопроводу поставляется для его подготовки в газовый сепаратор.

Для возможности опорожнения оборудования и трубопроводов, а также для сбора утечек на групповой установке, размещены дренажные емкости.

Для возможности приема очистных устройств, служит камера приема СОД.

3.4 Обустройство устьев скважин.

На месторождениях Коныс и Бектас принята эксплуатация скважин механическим и фонтанным способами.

На каждой скважине предусматривается размещение устьевого оборудования, путевой подогреватель, сепаратор, выкидные линии.

Устьевое оборудование рассчитано на давление 21...35 МПа. Обустройство устьев скважин включает установку арматуры, отключающей задвижки и обвязочных трубопроводов.

Путевой подогреватель служит для разогрева добытой нефти.

Сепаратор, предназначен для предварительного разделения добываемой нефтяной эмульсии.

Обустройство устья фонтанной скважины включает установку фонтанной арматуры, регулирующего штуцера, отключающей задвижки с обратным клапаном и обвязочных трубопроводов.

На каждой площадке скважины запроектированы следующие сооружения:

- устья скважины;
- приустьевой приямок ($5.5 \times 2.5 \times 1.5$)
- приемные мостки;
- площадка под ремонтный агрегат;
- якорь ветровых оттяжек;
- якорь грузовых оттяжек;
- фундамент под станок – качалку;
- площадка обслуживания;
- площадка под КТП;
- путевой подогреватель;
- сепаратор;

Технологическая обвязка скважины позволяет выполнять замер дебита и исследование скважины непосредственно на устье передвижными средствами.

3.5 Выкидные линии.

В основу технологической схемы сбора нефти заложена однетрубная герметизированная система выкидных линий, представляющих собой индивидуальные для каждой скважины трубопроводы, соединяющие устье с блоком входных манифольдов объекта подготовки нефти. Материальное исполнение выкидных линий – сталь, глубина прокладки – ниже глубины промерзания грунта.

Выкидные линии предназначены для транспорта нефтегазового потока от скважин до замерной установки.

Выкидные линии выполнены из стальных труб диаметром 86 мм.

Выкидные линии выполнены в подземном исполнении. Трубопроводы относятся к III категории.

Общая протяженность выкидных, водонагнетательных линий, по данным ТОО СП «Куатамлонмунай», на месторождении Коныс составляет 311 км, на месторождении Бектас 65 км.

3.6. Электроснабжение

На ЦППН месторождения Коныс установлены газогенераторы для выработки электроэнергии из отделившегося попутного газа.

Электроснабжение площадки ЦППН в настоящее время осуществляется от электростанции, состоящей из нескольких газогенераторов. Для распределения напряжения, получаемого газогенераторов, на площадке ЦППН установлена подстанция трансформатора КТПН 1000 кВт.

3.7. Водоснабжение

Описываемый район характеризуется почти полным отсутствием пресных вод.

На территории месторождения и вблизи от него нет источников питьевого водоснабжения. Для удовлетворения производственных и хозяйственно-бытовых нужд в воде, используется вода

из сенон-туронского водоносного горизонта прошедшая предварительную очистку, а так же привозная питьевая вода.

Вода для поддержания пластового давления закачивается водой из сенон-туронского водоносного горизонта.

На площадке ЦППН действуют отдельные системы хозяйственно-производственного и противопожарного водоснабжения.

3.8. Существующая система сбора и подготовки нефти и газа месторождение

Коньс и Бектас

Месторождение Коньс

За последние годы на месторождении полностью осуществлена реализация проектных решений по обустройству системы сбора и подготовки добываемой продукции, обустройство участка нефтепровода товарной нефти.

В настоящее время уже обустроены: цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН), 44 замерных установок (ЗУ) и 1 групповая установка (ГУ), в т.ч. ГУ размещен в южной части. Близлежащие скважины подключены к данным объектам по системе сбора по территориальному признаку. Продукция скважин по индивидуальным выкидным линиям направляется через ЗУ и, далее, по общей системе нефтесбора поступает на ЦППН. Все скважины обустроены устьевыми подогревателями.

Технология ЗУ следующая: продукция скважин поступает на ЗУ, где осуществляется периодический замер дебита нефти и газа, нагрев нефти и дальнейшая транспортировка до ЦППН (или до ГУ). Печь нагрева нефти работает на попутном газе, выделившемся в сепараторе, рассчитанном на продукцию одной скважины.

Вся продукция, добываемая на месторождении Коньс, проходит подготовку на обустроенном ЦППН. Технология в соответствии с техническими решениями предусматривает сепарацию, нагрев нефти, хранение в резервуарном парке, откачку потребителю магистральными винтовыми насосами через нефтепровод Коньс - Кумколь и далее по маршруту Атасу, ПКОП (г.Шымкент) или ПНХЗ (г.Павлодар).

Энергоснабжение промысла осуществляется из своего источника электроэнергии - газопоршневых установок (ГПУ) мощностью 1 МВт (13ед.).

Весь объем газа, для закачки в пласт направляется в 6 газонагнетательные скважины. Компрессорная станция включает в себя 4 компрессора (2 ед. в действии, 2 ед. в резерве) обратной закачки с максимальной производительностью 200 тыс.м³/сут каждая.

В качестве агента закачки используется газ сепарации после ЦППН без отделения жидких углеводородов. Учитывая, что нефти месторождений Коньс и Бектас проходят совместную подготовку на едином для компании ЦППН, необходимо отметить, что газ сепарации является газом, выделившимся из смеси нефти двух вышеуказанных месторождений.

Температурный режим поддерживается работой устьевых подогревателей (ППТМ-0,2 Г) на скважинах и печами подогрева нефти типа (ПП-0,63А, Хановер) на ЗУ. Для обеспечения работы печей на ЗУ предусмотрена емкость — сепаратора, рассчитанная на прием продукции одной скважины. Газ сепарации достаточно для использования его в печи. Нефть после сепарации поступает в общий поток и откачивается вместе с продукцией остальных скважин на ЦППН. Для возможности проведения капитальных ремонтов и других мероприятий на скважине обвязкой 51 предусмотрена возможность переключения на сепаратор любой из подключенных к ЗУ скважин.

Вся продукция, добываемая на месторождении Коньс, проходит подготовку на обустроенном ЦППН. Технология в соответствии с техническими решениями предусматривает сепарацию, нагрев нефти, наполнение в резервуарном парке, откачку потребителю магистральными насосами.

Месторождение Бектас

В настоящее время на месторождении Бектас эксплуатируются 30 скважин.

Каждая скважина обустроена аналогично скважинам месторождения Коньс и имеет на площадке устья печь подогрева совстроенным сепаратором.

На месторождении Бектас система сбора и технология ЗУ аналогична технологии, применяемой на ЗУ месторождения Коньс. Газ по газопроводу до ЦППН месторождения Коньс, жидкость (нефть+пластовая вода) транспортируется до ГУ Южный Коньс по трубопроводу.

В связи с близким расположением месторождения Бектас, вся добываемая нефть проходит подготовку до товарной продукции на едином для ТОО СП «Куатамлонмунай» объекте ЦППН, расположенном на территории м/р Коныс.

Принципиальная блок-схема системы сбора и транспортировки добываемой продукции м. Коныс и Бектас рисунке 3.9.1-3.9.2.

Принципиальная технологическая схема ЦГППН представлена на рисунке 3.9.3.

3.9. Инвентаризация источников выброса

Основные источники загрязнения атмосферы сосредоточены на месторождениях Коныс и Бектас.

На месторождений Коныс и Бектас ТОО СП «Куатамлонмунай» на 2027 год насчитывается 296 источников загрязнения атмосферы: из них 294 организованных, 2 неорганизованных и 45 источников от ЗРА и ФС, в резерве - 36 источников.

Организованные источники представлены трубами факела, печей нагрева нефти и воды, устьевых подогревателей, ДЭС, компрессорных установок и котельных, дыхательными клапанами резервуаров хранения нефти, пластовой воды и ГСМ, дежурной горелкой сжигания газа на ЦППН.

Неорганизованные источники представлены выделением загрязняющих веществ при сварочных работах, эксплуатации АЗС, выделением углеводородов через неплотности тех.блоков ЗУ, ГУ, ЦППН.

От нагревательных печей нефти и устьевых подогревателей продукции скважин при сжигании попутного нефтяного газа в атмосферу поступают оксиды азота, оксид углерода и метан.

При работе ДЭС в атмосферу поступают оксиды углерода, азота, серы, углеводороды C₁₂-C₁₉, сажа, формальдегид и бенз(а)пирен.

При работе газогенератора компрессорной станции в атмосферу поступают оксиды азота, оксид углерода.

Через неплотности соединений тех.блоков в атмосферу поступают углеводороды C₁-C₅.

При сварочных работах в атмосферу поступают сварочный аэрозоль, содержащий оксиды железа и марганца.

При хранении топлива (бензин и дизтопливо) и заправке им автотранспорта на АЗС в атмосферу поступают: углеводороды C₁-C₅, углеводороды C₆-C₁₀, C₁₂-C₁₉, сероводород, пентилены, бензол, ксилол, толуол и этилбензол.

От тех.блоков буровой в атмосферу поступают диоксиды азота и серы, оксид углерода, сажа, формальдегид, бенз(а)пирен и углеводороды C₁₂-C₁₉.

С дымовыми газами котельных, осуществляющих обогрев, в атмосферу поступают оксиды азота, серы, углерода и сажа.

От нефтеналивной эстакады и резервуаров нефти в атмосферу поступают углеводороды C₁-C₅.

Источники КППС начинаются с нумерации № 3001-3026:

1.ИЗА 3001 УПА-60А 60/80 – 1 ед. (агрегат для освоения и ремонта скважин).

Марка силового двигателя ЯМЗ -238

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G = 6.4$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G = 28.0^{FJMAX}$

Высота и диаметр выхлопной трубы – 4 м, 0,089 м $EGGO$

2.ИЗА 3002 АПРС – 40 (Урал-4320) - 1 ед. (агрегат ремонта скважин)

Марка силового двигателя ЯМЗ -236

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $= 5.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G = 25.0^{FJMAX}$

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,08 м $EGGO$

3.ИЗА 3003,3004 АСЦ -320 – 2 ед. (цементировочный агрегат).

Марка силового двигателя ЯМЗ -238

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G = 9.15$
 $FJMAX$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G = 20.0$

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,089 м

4. ИЗА 3005-3009 ППУА – 5 ед. (пропарочный агрегат).

Расход топлива, т/год, ВТ = 60.0

Расход топлива, г/с, ВГ = 7.63

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,089 м

5. ИЗА 3010,3011,3012 АДПМ -3 ед. (агрегат депарафинизации - предназначен для нагрева и нагнетания горячей нефти в скважины с целью удаления парафина).

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, GFJMAX = 4.56

Годовой расход дизельного топлива, т/год, GFGGO = 20.0

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,08 м

6. ИЗА 3013,3014 АРОК AZN (Урал-4320) -2 ед. (агрегат ремонта и обслуживания станков-качалок).

Марка силового двигателя ЯМЗ -236;

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, GFJMAX = 4.56

Годовой расход дизельного топлива, т/год, GFGGO = 20.0

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,08 м

7. ИЗА 3015 АР 32/40 Урал-4320 - 1 ед. (Агрегат для свабирования скважин)

Марка силового двигателя – ЯМЗ-236

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G = 9.15$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G = 20$ FJMAX

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,089 м.

8. ИЗА 3016 ЦА-320 – 1 ед. (цементировочный агрегат).

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, GFJMAX = 10.0

Годовой расход дизельного топлива, т/год, GFGGO = 15.6

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,089 м;

9. ИЗА 3017 Агрегат для свабирования скважин Shanxi ZYT5200TCY - 1 ед.

Мощность двигателя – 169 кВт;

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, GFJMAX = 9.44

Годовой расход дизельного топлива, т/год, GFGGO = 20.63

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,05 м;

10. ИЗА 3018 Станок ZYT TXY-250 - 1 ед.

Марка силового двигателя – CAT C9 JSC24914

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G = 5.50$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G = 12.012$ FJMAX

Высота и диаметр выхлопной трубы – h = 2м, d = 0,1м

11. ИЗА 3019,3020 Агрегат прессовочный GEABOX FOR SLUPRY PUMP (для откачки и закачки технической воды) -2 ед.

Марка силового двигателя – LV 301

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, GFJMAX = 7.29

Годовой расход дизельного топлива, т/год, GFGGO = 3.5

Высота и диаметр выхлопной трубы – h = 1,30 м, d = 0,07 м;

12. ИЗА 3021, 3022 Агрегат для ремонта скважины XJ250 (2 ед.).

Марка силового двигателя CAT C9 (Caterpillar C9).

Максимальный расход диз. топлива установкой 18.23 кг/час,

Годовой расход дизельного топлива, т/год, GFGGO = 56.0

Высота и диаметр выхлопной трубы – 4 м, 0,08 м

13. ИЗА 3023 УПА-60А – 1 ед. (агрегат для освоения и ремонта скважин).

Марка силового двигателя ЯМЗ -238

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G = 16.27$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G = 50.0 F_{JMAX}$

Высота и диаметр выхлопной трубы – 4 м, 0,089 м $EGGO$

14. ИЗА 3024,3025 ДЭС модель DK 100 GFC (Volvo PENTO) (2 ед.).

Мощность дизель генератора 100 кВт,

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G = 13.02$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G = 40.0 F_{JMAX}$

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,063 м $EGGO$

15. ИЗА 3026 ДЭС модель AD-48 (John Deere) (1 ед.)

Мощность дизель генератора 48 кВт,

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G = 6.936$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G = 21.3 F_{JMAX}$

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,05 м $EGGO$

Организованные источники представлены трубами печей нагрева нефти и воды, устьевых подогревателей, ДЭС, компрессорных установок и котельных, дыхательными клапанами резервуаров хранения нефти, пластовой воды и ГСМ, дежурной горелкой сжигания газа на ЦППН.

Неорганизованные источники представлены выделением загрязняющих веществ при сварочных работах, эксплуатации АЗС, выделением углеводородов через неплотности тех.блоковЗУ, ГУ, ЦППН.

От нагревательных печей нефти и устьевых подогревателей продукции скважин при сжигании попутного нефтяного газа в атмосферу поступают оксиды азота, оксид углерода и метан.

При работе ДЭС в атмосферу поступают оксиды углерода, азота, серы, углеводороды $C_{12}-C_{19}$, сажа, формальдегид и бенз(а)пирен.

При работе газогенератора компрессорной станции в атмосферу поступают оксиды азота, оксид углерода.

Через неплотности соединений тех.блоков в атмосферу поступают углеводороды C_1-C_5 .

При сварочных работах в атмосферу поступают сварочный аэрозоль, содержащий оксиды железа и марганца.

При хранении топлива (бензин и дизтопливо) и заправке им автотранспорта на АЗС в атмосферу поступают: углеводороды C_1-C_5 , углеводороды C_6-C_{10} , $C_{12}-C_{19}$, сероводород, пентилены, бензол, ксилол, толуол и этилбензол.

От тех.блоков буровой в атмосферу поступают диоксиды азота и серы, оксид углерода, сажа, формальдегид, бенз(а)пирен и углеводороды $C_{12}-C_{19}$.

С дымовыми газами котельных, осуществляющих обогрев, в атмосферу поступают оксиды азота, серы, углерода и сажа.

От нефтеналивной эстакады и резервуаров нефти в атмосферу поступают углеводороды C_1-C_5 .

3.10. Краткая характеристика установок очистки газа, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы.

На объектах месторождения ТОО СП «Куатамлонмунай» газоочистное оборудование отсутствует.

Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/год), принятых для расчетов нормативов НДВ

Перед разработкой проекта нормативов предельно-допустимых выбросов (НДВ) проведена инвентаризация источников выделения загрязняющих веществ в атмосферу. По исходным данным Заказчика (приложение) определены источники выделения загрязняющих веществ в атмосферу, то есть возможность загрязнения атмосферы. Для определения величины выбросов от нефтепромысла ТОО СП «Куатамлонмунай» использовались методики согласно программным

комплексом ЭРА, версия 3.0 фирмы НПП «Логос-Плюс», г. Новосибирск, действующие в Республике Казахстан.

4. ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ/УТИЛИЗАЦИИ И ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ/УТИЛИЗАЦИИ СЫРОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТОО СП «КУАТАМЛОНМУНАЙ»

На период промышленной эксплуатации месторождений Коныс и Бектас, в части утилизации сырого газа основными существующими направлениями являются:

Утилизация сырого газа на собственные технологические нужды;

Утилизация сырого газа для выработки электроэнергии;

Использование сырого газа для нагнетания в пласт.

В настоящее время месторождения находятся на стадии промышленной эксплуатации, в связи с чем необходимо утилизировать весь сырой газ, согласно требованиям законодательства Республики Казахстан.

Основными источниками на промысле, нуждающимися в попутном нефтяном газе, являются:

Устьевые нагреватели на скважинах;

Печи подогрева для транспортировки в ЦППН, ЗУ;

Газопоршневые установки (ГПУ), мощностью 1 МВт;

Газокомпрессорные установки.

Приведенный компонентный состав попутного нефтяного газа показывает его соответствие требованиям необходимым для эксплуатации вышеприведенного оборудования, после тонкой его очистки на существующих газосепараторных установках.

В программе также приведено к рассмотрению одно из основных направлений, по нагнетанию излишка попутного газа в пласт, с целью повышения добычи нефти и поддержания пластовой энергии.

Рассматриваемые направления утилизации попутного нефтяного газа являются основой для проведения технико-экономических расчетов и оценки воздействия на окружающую среду.

Использование сырого газа на собственные технологические нужды.

Использование газа в качестве топлива для печи подогрева.

Часть добываемого попутного газа используется на собственные нужды для подогрева скважинной продукции и для подогрева товарной нефти, поскольку нефть месторождений Коныс и Бектас - высокопарафинистые и высокосмолистые.

4.1 Баланс попутного газа месторождения Коныс и Бектас ТОО СП «Куатамлонмунай»

Баланс попутного газа месторождений Коныс и Бектас ТОО СП «Куатамлонмунай» рассчитан в соответствии с основными технологическими показателями из утвержденных проектных документов и с учетом его использования на собственные нужды в существующих и построенных по проектным решениям «Программы...» потребителях, включая объем технологически неизбежного сжигания при техническом обслуживании, ППР оборудования.

В таблице 4.1 представлен баланс попутного газа месторождения Коныс и Бектас на 2027г.

Таблица 4.1 Баланс газа на месторождениях ТОО СП «Куатамлонмунай» на 2027г.

№ п/п	Показатели	2027 год
1.	Добыча сырого газа, тыс. м ³ ;	15 744 000,0
1.1.	Из них: Месторождение Коныс, тыс.м ³ ;	11 688 000,0

1.2.	Месторождение Бектас, тыс. м³;	4 056 000,0
2.	Объем сырого газа, используемый на собств.технолог.нужды, тыс. из них:	14 356 972,0
2.1.	Использование сырого газа на печах подогрева на устьях скважин месторождения Коныс, тыс. м³;	1002,9474
2.2.	Использование сырого газа на печах подогрева на устьях скважин месторождения Бектас, тыс. м³;	750,8682
2.3.	Использование сырого газа на печах ЦППНГ, тыс. м³;	1970,856
2.4.	Использование сырого газа на печах на ЗУ и ГУ месторождений Коныс и Бектас, тыс. м³;	3432,336
2.5.	Пропарка городок (участок подогрева воды)	109,800
2.6.	на БКНС месторождения Коныс, тыс. м³;	309,0
2.7.	Потребление газа на газовый генератор компрессорной станции, тыс. м³;	764,748
3.	Объем сырого газа на выработку электроэнергии (ГПУ), тыс. м³;	6 016,416
4.	Объем сырого газа на технологические потери, тыс. м³ в т.ч.	36,399
4.1.	на технологические потери на м/р Коныс, тыс. м³;	26,859
4.2.	на технологические потери на м/р Бектас, тыс. м³;	9,540
5.	Объем сырого газа, используемый на обратную закачка газа в пласт, тыс. м³;	1 139,716
6.	Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа, тыс. м³; в т.ч.	210,914
6.1.	Сжигание на дежурной горелке, тыс. м³;	210,240
6.2.	Концевая сепарационная установка, тыс. м³;	0,548
6.3.	Сжигание газа при ТО и ремонтных работах ГКУ тыс. м³;	0,126

Прим Для расчета валовых выбросов ИЗА 0056 дежурная горелка (факел) объемы газа на технологически неизбежного сжигания сырого газа сжигаются по Разрешению на сжигание сырого газа в факелах*

Таблица 4.2 - Обоснование расхода сырого газа на собственные нужды на 2027г.

п/п	Наименование источников потребления газа	Наименование печей/оборуд., марка, производитель	Кол-во, шт	Кол-во работы дней в году, сут	Потребление газа в сутки, м³	Потребление газа в год, м³
1.	устьевые печи в скважинах (Коныс)	ППТМ-0,2Г	18	361	141,3	918 167,4
		ППТМ-0,2Г нов. скв	5	120	141,3	84 780
		Ханновер			0	0
	устьевые печи в скважинах (Бектас)	ППТМ-0,2Г	14	361	141,3	714 130,2
		ППТМ-0,2Г нов. скв	2	130	141,3	36 738
		Ханновер			0	0
	Итого печи в скважинах					1 753 816
2.	печи подогрева в ЦППНГ	ПП-0,63А №5	1	122	720	87 840
		ПП-0,63А №6	1	122	720	87 840
		ПП-0,63А №7	1	121	720	87 120
		печь НЖ 2500 №1	1	183	1764	322 812
		печь НЖ 2500 №2	1	183	1764	322 812
		печь НЖ 2500 №3	1	182	1764	321 048
		печь НЖ 2500 №4	1	182	1764	321 048
		НЖ-200-Н/10-Q	1	183	294	53 802
		НЖ-200-Н/10-Q	1	182	294	53 508
		ЖМ-Y-J400-Q/15.0/10-Q	1	183	714	130 662
		ЖМ-Y-J400-Q/15.0/10-Q	1	182	714	129 948
		УН-0.2	1	91	288	26 208
		УН-0.2	1	91	288	26 208
	Итого печи в ЦППНГ					1 970 856
3.	Выработка электроэнергии					
	ГПУ №1	ГПУ - 1000	1	353	2352	830 256

	ГПУ №2	ГПУ - 1000	1	93	2352	218 736
	ГПУ №3	ГПУ - 1000	1	52	2352	122 304
	ГПУ №4	ГПУ - 1000	1	51	2352	119 952
	ГПУ №5	ГПУ - 1000	1	353	2352	830 256
	ГПУ №6	ГПУ - 1000	1	353	2352	830 256
	ГПУ №7	ГПУ - 1000	1	353	2352	830 256
	ГПУ №8	ГПУ - 1000	1	353	2352	830 256
	ГПУ №9	ГПУ - 1000	1	353	2352	830 256
	ГПУ №10	ГПУ - 1000	1	62	2352	145 824
	ГПУ №11	ГПУ - 1000	1	62	2352	145 824
	ГПУ №12	ГПУ - 1000	1	60	2352	141 120
	ГПУ №13	ГПУ - 1000	1	60	2352	141 120
	ИТОГО: газопоршневые электростанций					6 016 416
4.	Газовый генератор КС	ГКУ №1	1	122	2095	255 614
		ГКУ №2	1	122	2095	255 614
		ГКУ №4	1	121	2095	253 519
	Итого компрессоры					764 748
5.	Групповые и замерные уст.					
	ГУ-Южный Коныс	ПП-0,63А №1	1	183	480	87 840
	ГУ-Южный Коныс	ПП-0,63А №2	1	182	480	87 360
	ГУ-Южный Коныс	ПП-0,63А №3	1	183	480	87 840
	ГУ-Южный Коныс	ПП-0,63А №4	1	182	480	87 360
	ЗУ-1	Ханновер	0		0	0
	ЗУ-2	Ханновер	1	183	576	105 408
	ЗУ-3	Ханновер	1	183	576	105 408
	ЗУ-4	Ханновер	0		0	0
	ЗУ-5	ПП-0,63А	0		720	0
	ЗУ-6	-	0		720	0
	ЗУ-7	ПП-0,63А	1	361	480	173 280
	ЗУ-8	ПП-0,63А	1	361	480	173 280
	ЗУ-9	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-10	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-11	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-12	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-13	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-14	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-14 коллектор	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-15	Ханновер	0		0	0
	ЗУ-16	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-17	ПП-0,63А	1	183	480	87 840
	ЗУ-18	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-19	ПП-0,63А	1	183	480	87 840
	ЗУ-20	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-21	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-22	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-23	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-24	ПП-0,63А	1	183	480	87 840
	ЗУ-25	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-26	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-27	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-28	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-29	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-30	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-31	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-32	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-33	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-34	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-35	ПП-0,63А	0		0	0

	ЗУ-36	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-37	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-38	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-39	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-40	ПП-0,63А	1	183	480	87 840
	ЗУ-41	ПП-0,63А	1	183	480	87 840
	ЗУ-42	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-43	ПП-0,63А	0		0	0
	ЗУ-44	ПП-0,63А	1	183	480	87 840
	ГУ-Бектас	ПП-0,63А	1	183	480	87 840
	ГУ-Бектас	ПП-0,63А	1	182	480	87 360
	ГУ-Бектас	ПП-0,63А	1	361	480	173 280
	ГУ-Бектас	ПП-0,63А	1	361	480	173 280
	ГУ-Бектас	ПП-0,63А	1	361	480	173 280
	ГУ-Бектас ЗУ-Б2	ПП-0,63А	1	361	480	173 280
	ЗУ-Б1	ПП-0,63А	1	361	480	173 280
	Промежуточная печь на 9 км нефтепровода ГУ-Бектас - ГУ-Южный Коньс	ПП-0,86	1	183	720	131 760
		ПП-0,86	1	182	720	131 040
	ЗУ-Б3	ПП-0,63А	1	361	480	173 280
	ЗУ-Б4	ПП-0,63А	1	361	480	173 280
	ЗУ-Б5	ПП-0,63А	1	361	480	173 280
	ЗУ-Б6	ПП-0,63А	1	361	480	173 280
	Итого печи ЗУ и ГУ					3 432 336
6.	Пропарка городок (участок подогрева воды)	ПП-0,63А	1	183	600	109 800
	Итого печи Пропарка					109 800
7.	БКНС-ЮК (участок подогрева воды)	ПП-0,63А	1	215	600	129 000
	БКНС-ЮК (участок подогрева воды)	ПП-0,63А	1	150	600	90 000
	БКНС-СК (участок очистки пластовый воды)	ПП-0,63А	1	150	600	90 000
	Итого печи БКНС					309 000
	ИТОГО собственные нужды					14 356 972

Технологически неизбежное сжигание

8.	Дежурная горелка		1	365	576	210 240
	Концевая сепарационная установка		1	365	1,5	548
	Сжигание газа при ТО и ремонтных работах ГКУ		3	12	3,5	126
	Итого сжигание					210 914
Всего по ТОО СП "КАМ"						14 567 886

Примечание:

1) Устьевые печи в скважинах Коньс и Бектас будут работать на 25% от номинальной мощности приведенных в паспортных характеристиках.

2) Печи подогрева в ЦПНУГ: Печи №5, №6 и №7 будут работать на 30% от номинальной мощности приведенных в паспортных характеристиках, в связи с уменьшением объема транспортировки нефти по нефтепроводу Коньс-Кумколь;

Печи НЖ-2500 №№1,2,3,4 будут работать на 30% от номинальной мощности приведенных в паспортных характеристиках, в связи с уменьшением объема подогреваемых жидкости;

Печи подогрева газа НЖ-200-Н/10-Q для ГПУ-ЮК, будут работать на 35% от номинальной мощности приведенных в паспортных характеристиках, в связи с уменьшением объема потребления газа

на собственные нужды. Режим работы 1 ед. в работе, 2-ая в резерве;

Печи УН-0,2 - работают только в отопительный период с октября по март месяц (6 месяцев).

3) Выработка электроэнергии: По технологическому режиму ГПУ будет работать в параллельном режиме, в холодное время года с октября по март (6 мес.) одновременно будет работать - ГПУ - Северный Коныс (СК) 2 станции в работе и в резерве 2 станция, ГПУ - Южный Коныс (ЮК) 6 станций в работе и в резерве 3 станций, а теплое время года с апреля по сентябрь (6 мес.) одновременно будут работать: ГПУ - СК - 1 станции в работе и в резерве 3 станции, ГПУ - ЮК - 5 станций в работе и в резерве - 4 станции. Оборудования будут работать на 35% от номинальной мощности приведенных в паспортных характеристиках.

4) Газовые генераторы КС: Оборудование будет работать на 30% от номинальной мощности приведенных в паспортных характеристиках. Режим работы: 1 ед. в работе, 2 ед. в резерве.

5) Печи ПП-0,63 и Ханновер на ЗУ и ГУ месторождения Коныс и Бектас будут работать на 20% от номинальной мощности приведенных в паспортных характеристиках.

Печи на ЗУ №№2, 3, 17, 19, 22, 24, 40, 41, 44 будут работать в холодное время с октября по март (6мес.);

Промежуточные печи подогрева нефти на 9-км нефтепровода между ГУ-Бектас и ГУ ЮК будут работать на 20% от номинальной мощности приведенных в паспортных характеристиках.

6) Печь подогрева воды на пропарке будет работать в холодное время года с октября по март (6 мес.) на 25% от номинальной мощности приведенных в паспортных характеристиках.

Печи на БКНС-ЮК, БКНС-СК будут работать на 25% от номинальной мощности приведенных в паспортных характеристиках и по мере необходимости.

Сжигание газа при ТО и ремонтных работах ГКУ согласно графику ППР на газокompрессорных установках ТО будет проводиться ежемесячно (1-раз в месяц 12-раз в год).

КПРС на 2027г.					
№ п/п	Марка источника	Наименование источника	Время работы, час/год	Номер источника ИЗА	Расход топлива, тонн
1.	УПА-60А 60/80	Агрегат для освоения и ремонта скважин	4380	3001	28,0 т
2.	АПРС-40 (Урал4320)	Агрегат ремонта скважин	4380	3002	25,0 т
3	АСЦ-320	Цементировочный агрегат	2184	3003	20,0 т
4	АСЦ-320	Цементировочный агрегат	2184	3004	20,0 т
5	ППУА	Пропарочный агрегат	2184	3005	60,0 т
6	ППУА	Пропарочный агрегат	2184	3006	60,0 т
7	ППУА	Пропарочный агрегат	2184	3007	60,0 т
8	ППУА	Пропарочный агрегат	2184	3008	60,0 т
9	ППУА	Пропарочный агрегат	2184	3009	60,0 т
10	АДПМ	Агрегат депарафинизации	4380	3010	20,0 т
11	АДПМ	Агрегат депарафинизации	4380	3011	20,0 т
12	АДПМ	Агрегат депарафинизации	4380	3012	20,0 т
13	АРОК AZN	Агрегат ремонта и обслуживания станков качалок	4380	3013	20,0 т
14	АРОК AZN	Агрегат ремонта и обслуживания станков качалок	4380	3014	20,0 т
15	АР 32/40 Урал-4320	Агрегат для свабирования скважин	2184	3015	20,0 т
16	ЦА-320	Цементировочный агрегат	1560	3016	15,6 т
17	Shanxi ZYT5200TCY	Агрегат для свабирования скважин	2184	3017	20,63 т
18	ZYT TXY-250	Станок	2184	3018	12,012 т

19	GEABOX for SLUPRY PUMP	Агрегат прессовочный	480	3019	3,5 т
20	GEABOX for SLUPRY PUMP	Агрегат прессовочный	480	3020	3,5 т
21	XJ250	Агрегат для ремонта скважины	3072	3021	56,0 т
22	XJ250	Агрегат для ремонта скважины	3072	3022	56,0 т
23	УПА-60А	Агрегат для освоения и ремонта скважин	3072	3023	50,0 т
24	DK 100 GFC	ДЭС	3072	3024	40,0 т
25	DK 100 GFC	ДЭС	3072	3025	40,0 т
26	AD-48	ДЭС	3072	3026	21,31 т

Источники КПРС начинаются с нумерации № 3001-3026:

1.ИЗА 3001 УПА-60А 60/80 – 1 ед. (агрегат для освоения и ремонта скважин).

Марка силового двигателя ЯМЗ -238

Максимальный расход диз. топлива установкой, 7.0 кг/час,

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **ВТ = 28.0**

Высота и диаметр выхлопной трубы – 4 м, 0,089 м.

2.ИЗА 3002 АПРС – 40 (Урал-4320) - 1 ед. (агрегат ремонта скважин)

Марка силового двигателя ЯМЗ -236

Максимальный расход диз. топлива установкой, 5.98 кг/час,

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **ВТ = 25.0**

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,08 м.

3.ИЗА 3003,3004 АСЦ -320 – 2 ед. (цементировочный агрегат).

Марка силового двигателя ЯМЗ -238

Максимальный расход диз. топлива установкой, 10.0 кг/час,

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **ВТ = 20.0**

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,089 м.

4.ИЗА 3005-3009 ППУА – 5 ед. (пропарочный агрегат).

Расход топлива, т/год, **ВТ = 60.0**

Расход топлива, г/с, BG = 9.72

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,089 м

5.ИЗА 3010,3011,3012 АДПМ -3 ед. (агрегат депарафинизации - предназначен для нагрева и нагнетания горячей нефти в скважины с целью удаления парафина).

Максимальный расход диз. топлива установкой, 4.98 кг/час,

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **ВТ = 20.0**

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,08 м

5.ИЗА 3013,3014 АРОК AZN (Урал-4320) -2 ед. (агрегат ремонта и обслуживания станков качалок).

Марка силового двигателя ЯМЗ -236;

Максимальный расход диз. топлива установкой, 4.98 кг/час,

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **ВТ = 20.0**

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,08 м.

6.ИЗА 3015 АР 32/40 Урал-4320 - 1 ед. (Агрегат для свабирования скважин)

Марка силового двигателя –ЯМЗ-236

Максимальный расход диз. топлива установкой, 10.0 кг/час,

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **ВТ = 20.0**

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,089 м.

7.ИЗА 3016 ЦА-320 – 1 ед. (цементировочный агрегат).

Максимальный расход диз. топлива установкой, 10.0 кг/час,

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **ВТ = 15.6**

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,089 м;

8.ИЗА 3017 Агрегат для свабирования скважин Shanxi ZYT5200TCY - 1 ед.

Мощность двигателя – 169 кВт;

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, 9.44,

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **ВТ = 20.63**

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,05 м;

9.ИЗА 3018 Станок ZYT TXY-250 - 1 ед.

Марка силового двигателя – CAT C9 JSC24914

Максимальный расход диз. топлива установкой, 5.50 кг/час,

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **ВТ = 12.012**

Высота и диаметр выхлопной трубы – h = 2м, d = 0,1м

**10.ИЗА 3019,3020 Агрегат прессовочный GEABOX FOR SLUPRY PUMP
(для откачки и закачки технической воды) -2 ед.**

Марка силового двигателя –LV 301

Максимальный расход диз. топлива установкой, 21.71 кг/час,

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **ВТ = 3.5**

Высота и диаметр выхлопной трубы – h = 1,30 м, d = 0,07 м;

11.ИЗА 3021 Агрегат для ремонта скважины XJ250 (2 ед.).

Марка силового двигателя CAT C9 (Caterpillar C9).

Максимальный расход диз. топлива установкой, 36.2 кг/час,

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **ВТ = 56.0**

Высота и диаметр выхлопной трубы – 4 м, 0,08 м

12.ИЗА 3023 УПА-60А – 1 ед. (агрегат для освоения и ремонта скважин).

Марка силового двигателя ЯМЗ -238

Максимальный расход диз. топлива установкой, 17.13 кг/час,

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **ВТ = 50.0**

Высота и диаметр выхлопной трубы – 4 м, 0,089 м.

15.ИЗА 3024,3025 ДЭС модель DK 100 GFC (Volvo PENTO) (2 ед.).

Мощность дизель генератора 100 кВт,

Максимальный расход диз. топлива установкой, 14.25 кг/час,

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **ВТ = 40.0**

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,065 м.

16. ИЗА 3026 ДЭС модель AD-48 (John Deere) (1 ед.)

Мощность дизель генератора 48кВт,

Максимальный расход диз. топлива установкой, 6.936 кг/час,

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **ВТ = 21.31**

Высота и диаметр выхлопной трубы – 3 м, 0,05 м.

Использование газа для выработки электроэнергии.

Часть газа на месторождениях ТОО СП «Куаталонмунай» служит для покрытия нужд промысла электрической энергией, для этих целей приобретены, установлены и введены в эксплуатацию на месторождении Коныс с января 2019 года газопоршневые электростанций (ГПУ) в количестве 13 ед. на 1 МВт каждая. По технологическому режиму ГПУ будет работать в параллельном режиме, одновременно будет работать - 9 ед. Оборудование будет работать на 50% от номинальной мощности приведенных в паспортных характеристиках.

Эксплуатация газопоршневых установок будет производиться по схеме 9 действующих и 4 в периодической эксплуатации.

Ниже приведены таблицы расчетов обоснования использования сырого газа на собственные технологические нужды (таблицы 4.2).

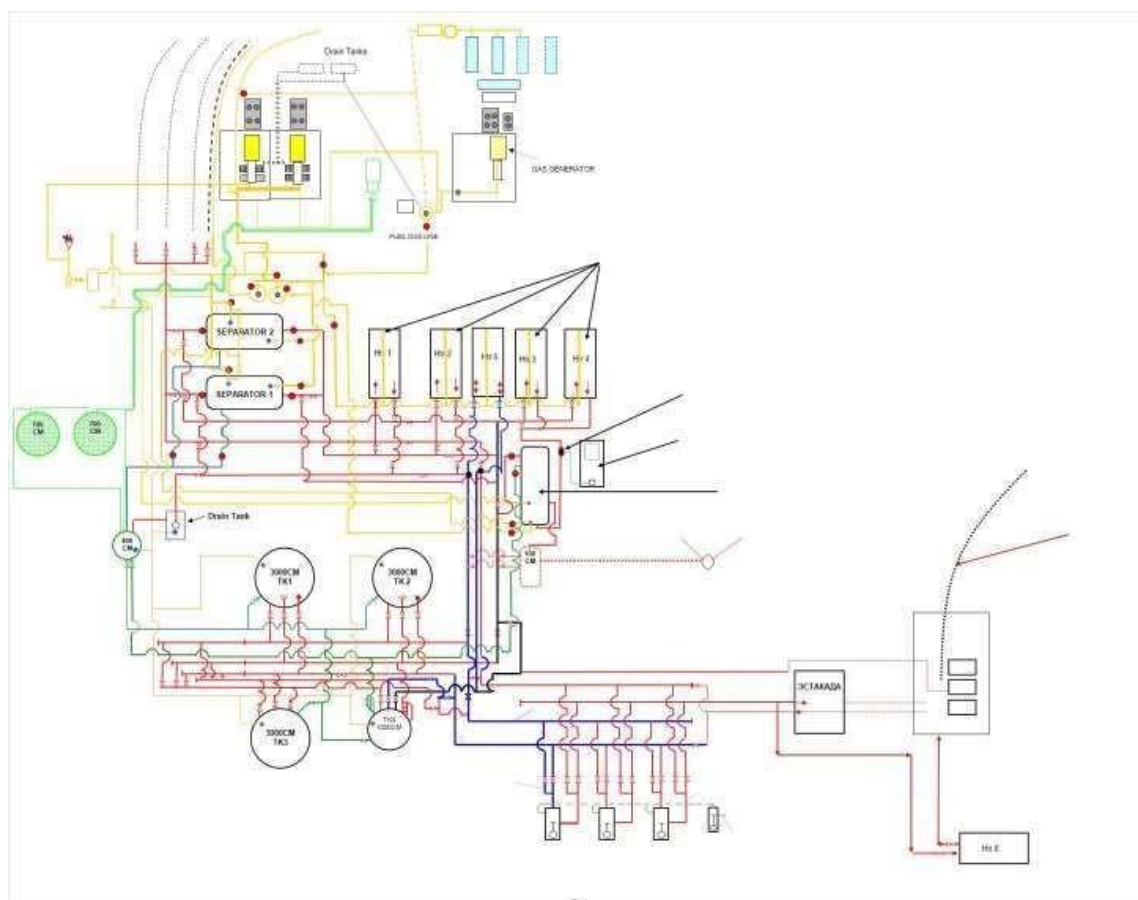


Рис. 1.2.Схема расположения источников выбросов ЦППН на м/р Коныс

В настоящем проекте нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ содержится оценка уровня загрязнения атмосферного воздуха вредными выбросами месторождения Коныс, Бектас ТОО СП «Куатамлонмунай», расположенный в Сырдарьинском районе Кызылординской области и даны предложения по нормативам допустимых выбросов (НДВ) на 2027 год.

Целью настоящей работы является определение количественных и качественных характеристик выбросов вредных веществ в атмосферу источниками предприятия, разработка нормативов НДВ и мероприятий по контролю экологической ситуации в зоне влияния, а также охраны поверхностного слоя земли, поверхностных и подземных вод от загрязнения.

Основанием для разработки проекта НДВ на 2027 год являются:

- Контракт на недропользование гос.регистрационный №5378-УВС от 01.11.2024г. со сроком действия Контракта с учетом продления периода добычи на 25 лет до 04.11.2049 года.
- Программа развития переработки сырого газа месторождений Коныс и Бектас на 2027-2027 годы, с технологическими показателями на 2027 год;
- Протокол Рабочей группы по вопросам развития переработки сырого газа МЭ РК №17/2 от 21.08.2027 г.;
- Разрешение на сжигание сырого газа в факелах

Проект нормативов допустимых выбросов включает в себя: общие сведения об операторе; характеристику технологии производства и технологического оборудования (описание выпускаемой продукции); краткая характеристика существующих установок очистки газа, анализ их технического состояния и эффективность работы; оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования; параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу; характеристика аварийных и залповых выбросов; перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу; метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере месторождения; результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы на соответствующее положение и с учетом перспективы развития; ситуационные карты-схемы с нанесением на них изолиниями расчетных концентраций; предложения по нормативам допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту; мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях.

Основными источниками выбросов вредных веществ на месторождении являются:

- неорганизованные источники: эксплуатационные скважины, групповая замерная установка, нефте и газосепараторы, концевая сепарационные установки, дренажи, насосные установки, отстойники - утечка вредных веществ в атмосферу через неплотности сальниковых уплотнений, предохранительных клапанов, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры; неорганизованный площадной источник электро - газосварочные посты – выбросы происходят при работе аппаратов;

Согласно требованиям «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» утвержденные приказом Министерства по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г. №355, для обеспечения безопасной эксплуатации разработки нефтегазовых месторождений, не допускается эксплуатация технологического оборудования до устранения неисправностей. За счет герметизации неплотности ЗРА и ФС в атмосферу исключается выделение углеводородов и не подлежит нормированию. Нормативы выбросов загрязняющих веществ на 2027 год представлены без источников ЗРА и ФС.

- организованные источники: дежурная горелка, котельная, печи подогрева нефти, дизельные двигатели для генераторов, сварочный передвижной агрегат - выбросы загрязняющих веществ в атмосферу производятся от дымовых и выхлопных труб; станки по обработке металлических деталей и химическая лаборатория – выброс осуществляется через

вентиляционную систему;

резервуары для нефти, нефтеналивной стояк, емкости для топлива - вредные вещества выделяются в атмосферу через дыхательные клапана;

- передвижные источники выбросов – спецтехника и автотранспорт.

Согласно п.24 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду», утвержденный приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10.03.2021 года № 63, валовые выбросы от двигателей передвижных источников (т/год) не нормируются и в общий объем выбросов вредных веществ не включаются.

По результатам инвентаризации на 2027 год в целом на предприятии насчитывается **296 источников выбросов вредных веществ в атмосферу**, из них организованных-294, неорганизованных - 2, ЗРА и ФС- 45, в резерве – 36.

Согласно приведенным расчетам от промышленных площадок ТОО СП «Куатамлонмунай» в атмосферный воздух от стационарных источников выбрасываются загрязняющие вещества 22 наименований, с 2 по 4 класс опасности.

Нормативы выбросов в атмосферу установлены с учётом фактической максимальной нагрузки оборудования за последние 2-3 года.

Разрешенные и фактические выбросы загрязняющих веществ по м/р Коныс, Бектас за последние 3 года приведена в таблице 1:

Таблица 1.

Выбросы по годам/ т/год	2023г.	2024г.	2025г.
Разрешенный	911,75	634,06778 тонн (на 309 дней 2024г.)	555,2
Фактический	671,2	614,05 тонн	221,61717651 тонн (первое полугодия)
Разница, +/-	% - 26,4	-3,16	-

Данные по добыче и использованию попутного нефтяного газа на собственные нужды

Показатели	За 2027г.	за аналогичный период прошлого года	Уменьшение (-) Увеличение (+)
Добыча нефти, тыс.тонн	92,0	90,8	+ 1,32
Добыча газа, млн.м ³	15,744	16,441	- 4,24
Всего утилизировано, млн.м ³ , из них:			
-использование на собственные нужды, млн.м ³	8,34055	8,86235	- 5,89
-закачка в пласт, млн.м ³	1,139716	1,313322	- 13,22
-выработка электроэнергии, и т.д., млн.м ³	6,016416	6,016416	-
- сожжено газа (сырого и товарного газа) млн.м ³	-	-	-
- сожжено газа на факелах, млн.м ³	0,210914	0,210914	-

% утилизации	98,66 %	98,72 %	
--------------	---------	---------	--

Общий валового выброса загрязняющих веществ в атмосферу составляет:

- на 2027 год - 718.44г/с, 1500.298 т/год.

Из-за вышеуказанных причин годовые фактические выбросы ЗВ оказались меньше, чем установленные годовые нормативные выбросы ЗВ, из-за снижения объема газодобычи в месторождениях Коныс и Бектас.

Результатам анализа количества выбросов загрязняющих за последние 3 года показывают, что фактические выбросы не превышают нормативные показатели.

Максимально-разовые и средне-суточные допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не должны превышать ПДК, установленных в требовании приказа Министра национальной экономики РК «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах», утвержденный Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70.

При разработке проекта нормативов НДВ использованы санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" утвержденные приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚРДСМ-2. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 11 января 2022 года № 26447, согласно, которому месторождения Коныс и Бектас относятся к I-ому классу опасности с СЗЗ - 1000м.

По определению категории объекта головной офис предприятия относится к IV категории опасности. В связи с этим не включены нормативы эмиссий в данном проекте.

Для проведения расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу использован программный комплекс «ЭРА», версия 3.0, НПО «Логос», г. Новосибирск, согласованный с ГГО имени Воейкова, г.Санкт-Петербург и МООС Республики Казахстан. Расчет рассеивания в приземном слое атмосферы показал, что превышение ПДК не наблюдается на границе санитарно-защитной зоны месторождений Коныс и Бектас.

Нормативы НДВ устанавливаются на 2027 год и подлежат пересмотру (переутверждению) при изменении экологической обстановки в регионе, появлении новых и уточнении параметров существующих источников загрязнения окружающей природной среды в местных органах по контролю за использованием и охраной окружающей среды.