

**ПРОЕКТ  
НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ  
ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ДЛЯ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ АМАНГЕЛЬДЫ  
ТОО «РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА QAZAQGAZ»  
(КОРРЕТИРОВКА) на период 2026 - 2035 гг**

Директор ТОО "Жасыл Технология"



Манапова Г.Д.

г. Астана – 2025 г

## АННОТАЦИЯ

Корректировка проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) вредных веществ в атмосферу разработан для месторождения Амангельды. Товарищество с ограниченной ответственностью "Разведка и добыча QazaqGaz" (далее «Предприятие), ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz» расположено в Жамбылской области в пределах Мойынкумского и Таласского районов в пределах контрактной территории Амангельдинского газового месторождения.

Основанием для корректировки НДВ на 2026-2035 годы является исключение и добавление новых источников.

В проект НДВ также будут включены нормативы месторождения Амангельды, переходящий проект раздела ООС на период строительство и эксплуатации на 2026 год (так как в 2025 г строительство началось 4 квартале): РООС «Обустройство 3-х эксплуатационных скважин месторождения Амангельды (скважины №142, 143, 144)».

По степени воздействия на окружающую среду Месторождение Амангельды ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz» относится к I категории. Аварийные и залповые выбросы отсутствуют.

Расчеты величин приземных концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе, разработка и формирование таблиц проекта нормативов допустимых выбросов предприятия выполнены с использованием ПК «Эра» версии 3.0 (ООО НПП «Логос Плюс», г. Новосибирск, РФ), согласованной Министерством охраны окружающей среды Республики Казахстан.

Исходными данными для разработки проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) на 2026-2035 годы для месторождения Амангельды являются сведения, отраженные «Программа развития переработки сырого газа по месторождению Амангельды ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz» и исходные данные месторождения Амангельды, утвержденный заказчиком.

Проект НДВ включает в себя общие сведения о предприятии и характеристику применяемого оборудования, расчет количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ, обоснование санитарно-защитной зоны, а также нормативы выбросов загрязняющих веществ. Итого на 2026-2035 годы в месторождении Амангельды насчитывается всего:

В НДВ на 2026-2035 годы удалены источники №0088, 0117, 0118, 0119, 0120 и добавлены источники №0169, 0170, 0171, 0172, 0173, 0174, 6329.

1. На месторождении Амангельды всего 187 источников, из которых 124 организованных источников и 63 неорганизованных;

2. РООС «Обустройство 3-х эксплуатационных скважин месторождения Амангельды (скважины №142, 143, 144)» всего 6 источников ЗВ, все из которых являются организованными.

На период строительно-монтажных работ выявлено 19 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, все из которых являются неорганизованными.

Итого на 2026-2035 годы источниками предприятия от эксплуатации на месторождении Амангельды составит – 274,021263534 г/с, 204,6738651297т/год;

Выбросы при СМР по проекту «Обустройство 3-х эксплуатационных скважин месторождения Амангельды (скважины №142, 143, 144)» - 3,293885г/с; 24,5909783т/период.

Срок действия установленных допустимых выбросов определяется сроком действия заключений государственной экологической экспертизы, выданных на содержащие нормативы проекты.

# 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

## 1.1. Краткая характеристика расположения

Наименование предприятия: ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz».  
Юридический адрес: Республика Казахстан, г. Астана, ул. Бокейхан, 12. БЦ Болашак  
Наименование объекта: месторождение Амангельды.

Вид деятельности: добыча природного газа и конденсата

Предприятие осуществляет добычу газа для пользователей Жамбылской области.

Месторождение Амангельды в целом находится в пределах Таласского и Мойынкумского районов Жамбылской области Республики Казахстан, в 170 км к северу от города Тараз.

Режим работы ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz» повседневный (вахтовый 15 дней).

### Нормы рабочего времени в целом по предприятию

№п/п	Наименование показателей	Ед. измерения	Количество
1	Число рабочих дней в году	сутки	365
2	Число рабочих дней в неделе	сутки	7
3	Число смен в сутки	сутки	2
4	Продолжительность смены	час	12
5	Рабочая неделя	сутки	7
6	Режим работы	повседневный	

Промплощадки: на существующее положение в состав предприятия входит 3 эксплуатируемых месторождения: Амангельды, Жаркум, Айракты, Анабай, Барханская.

Утвержденные запасы углеводородного газа составляют 25,078 млрд.м<sup>3</sup>, конденсата – 2,156 млн. м<sup>3</sup>.

Средняя глубина залегания газоносного горизонта составляет 2054 – 2376 метров.

### Характеристика сырого газа

Показатели качества (наименование и единица измерения)	Величина кач. показателя
Плотность газа при стандартных условиях, кг/нм <sup>3</sup>	0,801
Давление, Мпа (изб.) лето/зима	4,2 / 4,2
Температура, °С, лето/зима	25 / 15
Состав, % мол.:	
- азот	6,36
- кислород	0,0157
- двуокись углерода (СО <sub>2</sub> )	0,231
- метан	81,42396
- этан	8,40
- пропан	2,65
- изо-бутан	0,297
- н-бутан	0,46
- изо-пентан	0,073
- н-пентан	0,073
- гексан	0,0207
- гептан	0,0018
- вода	

Амангельдинское газовое месторождение находится в стадии промышленной эксплуатации. В его составе система сбора флюида, центральная установка подготовки газа (ЦУПГ) и вахтовый поселок с производственно-технической базой. Очищенный газ подается в газопровод АГМ-Тараз длиной 193 км. Газоконденсат отправляется по конденсатопроводу на доработку ТОО «АГПЗ» а газ, ранее сжигавшийся на факеле – на

углубленную переработку на УПГ 4-38 - получение LPG и подготовка топливного газа для месторождения.

Географически месторождение расположено в юго-западной части песков Мойынкум, которые в рассматриваемом районе занимают междуречье Чу и Таласа, с юго- запада к ним примыкает предгорная равнина Малого Карагаты, являющегося ветвью Большого Карагаты.

Взаиморасположение объекта и граничащих с ним характерных объектов – жилых массивов, промышленных зон, лесов, сельскохозяйственных угодий, транспортных магистралей, селитебных территорий, зон отдыха, территории заповедников, ООПТ, музеев, памятников архитектуры, санаториев, домов отдыха и т. д. : месторождение Амангельды в целом находится в пределах Таласского и Мойынкумского районов Жамбылской области Республики Казахстан, в 170 км к северу от города Тараз, вдали от жилых массивов, промышленных зон, лесов, сельскохозяйственных угодий, транспортных магистралей, селитебных территорий, зон отдыха, территории заповедников, ООПТ, музеев, памятников архитектуры, санаториев, домов отдыха. Ближайший населенный пункт - село Ойык находится в 70 км к югу, у р. Талас. Географически оно расположено в юго-западной части песков Мойынкум, занимающих междуречье Чу и Таласа, с юго- запада примыкает предгорная равнина Малого Карагаты.

Абсолютные отметки рельефа местности в районе месторождений +350 - +360 м и увеличиваются в районе г. Тараз до +600 м. Местность на всем протяжении равнинная, воздымающаяся к югу. С населенными пунктами месторождение соединяется грунтовыми дорогами, которые пригодны для движения только в летнее и морозное зимнее время.

Асфальтированная шоссейная дорога соединяет областной центр Тараз с селами Акколь, Ойык и Уланбель.

Непосредственно через площадь Амангельды проходит с юго-востока (от Жамбылской ГЭС) на северо-запад высоковольтная линия электропередач (ЛЭП) районного значения.

Рельеф местности слабо холмистого характера с перепадом высот менее 50 м на 1 км. Естественный уклон поверхности с востока на запад 0,001-0,006.

Район расположения предприятия характеризуется сейсмичностью 6 баллов и относится к 1 климатическому району 1В подрайону (СНиП РК 2.04-01-2001).

Район месторождения Амангельды малонаселен. Ближайший населённый пункт – село Ойык находится в 70 км к югу.

Основное занятие у населения – животноводство, особенно овцеводство и каракулеводство.

Естественные поверхностные водные объекты в районе проведения работ отсутствуют.

## **1.2. Карта-схема**

Карта-схема расположения источников с нанесенными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлена в приложении 4.

## **1.3. Ситуационная карта-схема района размещения объекта**

Обзорная карта расположения месторождения Амангельды представлена в приложении 5.

## 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

### 2.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки загрязнения атмосферы

ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz» осуществляет добычу и поставку товарного газа для пользователей Жамбылской области и др. На существующее положение в стадии промышленной эксплуатации находятся три месторождения: Амангельды, Жаркум и Айракты. Добываемый товарный газ по магистральному газотроповоду месторождения Амангельды - «КС-5» подается на Компрессорную станцию (КС-5) г. Тараз.

В целом по предприятию условно можно выделить три внутренние производственные зоны:

- скважины и система сбора газа;
- центральная установка подготовки газа (ЦУПГ);
- вахтовый поселок.

На месторождении однолучевая схема сбора газа со всех добывающих скважин непосредственно на входной манифольд центральной установки подготовки газа (ЦУПГ). Система внутрипромыслового сбора газа.

На месторождении однолучевая схема сбора газа со всех добывающих скважин непосредственно на входной манифольд центральной установки подготовки газа (ЦУПГ).

На существующее положение количество эксплуатационных скважин на месторождении Амангельды - 46, общая протяжённость выкидных линий (шлейфов) составляет более 45380 м.

#### Характеристика фонда скважин

Категория	кол-во	№ скважины
Действующие	41	101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 16Г, 6Г
Наблюдательные	2	119,5Г
Ликвидированный	15	1Г, 2Г, 3Г, 4Г, 7Г, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 15, 17, 18, 117

Продукция добывающих скважин трубопроводным транспортом поставляется на Газосборный пункт для сбора и замера количества газа, поступающего со скважин, с последующей сепарацией от примесей и газового конденсата, затем подается в межпромысловый газопровод «Айракты-Жаркум-Амангельды».

Природный газ от газодобывающих скважин давлением 8,2 МПа с температурой 0°C-

+30°C по газопроводам-шлейфам диаметром 89\*6 поступает на эксплуатационный манифольд ГСП, рассчитанный на 11 подключений. Пластовый флюид (газ с газовым конденсатом) с эксплуатационного манифольда поступает на сепаратор 1-й ступени сепарации, для отделения жидкой фазы от газа. Рабочее давление сепарации 8,0 МПа. Газ, очищенный от жидкости, по трубопроводу Ду-200 подается к точке врезки в межпромысловый газопровод «Айракты-Жаркум-Амангельды». Часть подготовленного к транспорту газа через систему редуцирования отбирается на собственные нужды. Отбиаемый газ до редуцирования проходит через поточный электроподогреватель П-1.

Газ от кустов скважин через манифольд поступает в систему очистки газа на ЦУПГ. Очистка газа осуществляется за счет его сжатия, при этом тяжелые фракции (газо-конденсатная смесь) удаляется на хранение в емкости хранения. Очищенный газ подается в газопровод АГМ-Тараз.

Для предупреждения гидратообразования на устьях скважин предусмотрена подача метанола в шлейфы. Расходные емкости метанола объемом 0,45м<sup>3</sup> периодически (1 раз в сутки) заполняются из автоцистерны. Пять скважин оборудованы БДР (блок дозирования реагента) емкостью 2 м<sup>3</sup>. От скважин к расходным емкостям подводится газ под давлением устья скважин. При выравнивании давления в метанольной емкости и трубопроводе метанол за счет гидростатического напора самотеком стекает в поток газа. Расход метанола регулируется вручную, с помощью вентиля. Расход метанола составляет около 3 кг на 1000 м<sup>3</sup> газа. Одиннадцать скважин оборудованы БДР (блок дозирования реагента) емкостью 2м<sup>3</sup> и автоматической подачей метанола.

Очистка газа от добавок (метанол и др.) осуществляется с использованием технологического оборудования, работающего на газе. Метанол регенерируется из состава газа и возвращается в систему скважин.

Закачка метанола в емкости хранения на площадки ЦУПГ, метанольницы на скважинах производится по герметичным газопроводам. Его хранение в емкостях осуществляется с использованием "газовых подушек", что исключает его испарение при хранении. В целях предотвращения его нерегламентированного использования работниками для собственных нужд, в его состав для придания запаха и непригодности для пищевого использования, вводится дизельное топливо.

При разделении газовой смеси на товарный газ и ГКС, с последующей ее перекачкой в емкости хранения выделяются легкие фракции газов, которые по технологии невозможно закачать на хранение и в целях безопасности они должны быть удалены без перепадов давления. В соответствии с этим эти газы, представленные в основном метановой фракцией, удалялись на факельную установку. Далее эта фракция отправляется с месторождения на УПГ - 4,38, где выделяется пропан-бутановая фракция. Оставшийся газ возвращается на ЦУПГ, где используется в качестве топливного газа для котлов, печей и дежурной горелки.

#### Центральная установка подготовки газа (ЦУПГ)

Установка комплексной подготовки газа (далее УКПГ) Амангельды представляет собой единый технологический комплекс объектов добычи и подготовки газа и газового конденсата с получением товарного газа и стабильного конденсата. Назначением этой установки является удаление тяжелых углеводородов и влаги из природного газа в целях достижения требуемой температуры точки росы. Это выполняется за счет охлаждения газа до температуры, при которой тяжелые углеводороды и влага конденсируются. Затем, полученная жидкость удаляется в низкотемпературном сепараторе. Газ уходящий из низкотемпературного сепаратора, так называемый «товарный газ», нагревается перед тем, как уходит из установки. Температура точки росы сухого газа равна рабочей температуре в низкотемпературном сепараторе.

Номинальная проектная производительность установки комплексной подготовки газа месторождения составляет 700 млн.м<sup>3</sup> очищенного и осущененного товарного газа в год или 1 млн. 910 тыс.м<sup>3</sup> в сутки.

Природный газ на входе в установку содержит некоторое количество свободной жидкости и твёрдых частиц. Газ отделяется от “свободной” жидкости (вода и/или жидкие углеводороды) во входном сепараторе (S-201/S-301). Вода и жидкие углеводороды, собранные во входном сепараторе, подаются в первый разделитель (S-205/S-305).

Газ выветривания поступает на вход низкотемпературного сепаратора (S-204/S-304), в то время как вода сбрасывается на склад, а конденсат поступает на вход системы стабилизации.

Газ, прошедший первичную сепарацию во входном сепараторе, сначала охлаждается. Понижение температуры газа вызывает конденсацию

более тяжелых компонентов входного газа. При этом все компоненты входного газа будут конденсироваться до некоторой степени, более тяжелые компоненты, такие, как гептан и октан, конденсируются более легко, чем более легкие компоненты, такие как метан и этан. Некоторое количество влаги во входном газе, также будет конденсироваться по мере охлаждения входного газа. Для поглощения влаги по мере её конденсации осуществляется впрыск диэтиленгликоля в поток входного газа в теплообменнике. Это необходимо для предотвращения гидратообразования.

В низкотемпературном сепараторе (НТС) природный газ (называемый "товарный газ") отделяется от жидкости (смесь углеводороды/гликоль/вода) и выходит через отбойник влаги в верхней части сепаратора, где удаляется капельная влага из потока газа.

На выходе газа из НТС установлен регулирующий клапан (нормально открытый) позиции PCV- 204 для поддержания давления сепарации в S-204/304 в периодах низкого давления в магистральном газопроводе.

Трёхфазная смесь из теплообменника газ/конденсат (Е-202/Е-302) поступает во второй разделитель (S-206/S-306). Во втором разделителе природный газ, конденсат и насыщенный диэтиленгликоль сепарируются следующим образом:

Природный газ, называемый "газ выветривания", сепарируется довольно быстро от жидкости и выходит через отбойник влаги в верхней части сепаратора, где удаляется капельная влага из потока газа. Газ выветривания затем сжимается в эжекторе и возвращается назад на вход низкотемпературного сепаратора.

Конденсат перетекает через перегородку, расположенную дальней четверти сепаратора и накапливается в буферной секции сепаратора. Конденсат сбрасывается из буферной секции через клапан контроля уровня в систему стабилизации конденсата.

Насыщенный диэтиленгликоль остается ниже перегородки и сбрасывается с нижней части сепаратора через клапан контроля уровня в систему регенерации диэтиленгликоля.

Утилизация и переработка газа осуществляется на установке по переработке газа (УПГ) производительностью 4,38 млн.м<sup>3</sup>/год, находящейся в центральной части месторождения. Получаемый с УПГ-4,38 возвратный метановый газ частично используется на собственные нужды, частично направляется в магистральный газопровод и в малых объемах непрерывно подается на дежурную горелку (технологические неизбежные потери) для предотвращения образования взрывоопасной смеси при аварийных ситуациях, а также при ремонтно-профилактических работах. Сжиженный газ - пропан-бутановая смесь (СПБТ) реализуется в ТОО «Амангельдинский НПЗ».

В настоящее время на УКПГ в технологическом процессе подготовки газа применяется метод низкотемпературной сепарации газового потока с использованием регулирующего клапана (эффект Джоуля-Томпсона) и рекуперативных теплообменников.

В связи с прогнозируемым падением давления устьевых скважин и снижением эффекта Джоуля-Томпсона, на блоке низкотемпературной сепарации УКПГ установлена пропановая холодильная установка. Проектная мощность пропановой холодильной установки позволяет организовать охлаждение природного газа с +32°C до -12 °C, производительностью 50000 нм<sup>3</sup>/час.

В состав установки входят две (К-2000 и К-2010 - одна рабочая, одна резервная) компрессорные установки газообразного пропана являющиеся основой всего процесса охлаждения.

В состав сооружений и оборудования УПГ входят:

- секция входного манифольда, операторная, секция воздушной компрессорной;
- секция узла замера товарного газа;
- секция низкотемпературной сепарации, секция тестового сепаратора и сепаратора конденсата;
- секция стабилизации конденсата;
- секция регенерации ДЭГа;
- секция блоков насосов теплоносителя;

- секция генераторных установок;
- секция насосной склада товарной продукции;
- секция товарной продукции;
- секция блока топливного газа, электрооборудование,
- административный блок, в том числе резервуары хранения дизельного топлива, площадка насосов для разгрузки и откачки дизельного топлива, склад реагентов, склад метанола, площадка блока дозирования реагентов, котельные, площадка приготовления газообразного азота, генераторы, блочная установка регенерации метанола, операторная установка регенерации метанола, емкость установки регенерации метанола, газораспределительная станция, подземный резервуар для дизельного топлива, химическая лаборатория, площадка дренажа теплоносителя (терминола) и ДЭГ, пожарное депо на 2 автомашины, секция блока факельного сепаратора с насосами и дренажной емкостью, блок генератора пламени, секция факельного ствола.

На существующее положение основными объектами потребления газа на промысле являются:

- печь подогрева теплоносителя Н-803А/В, производительностью 2606863 кДж/ч, - 2 шт. (расход газа – 28,54 м<sup>3</sup>/час);

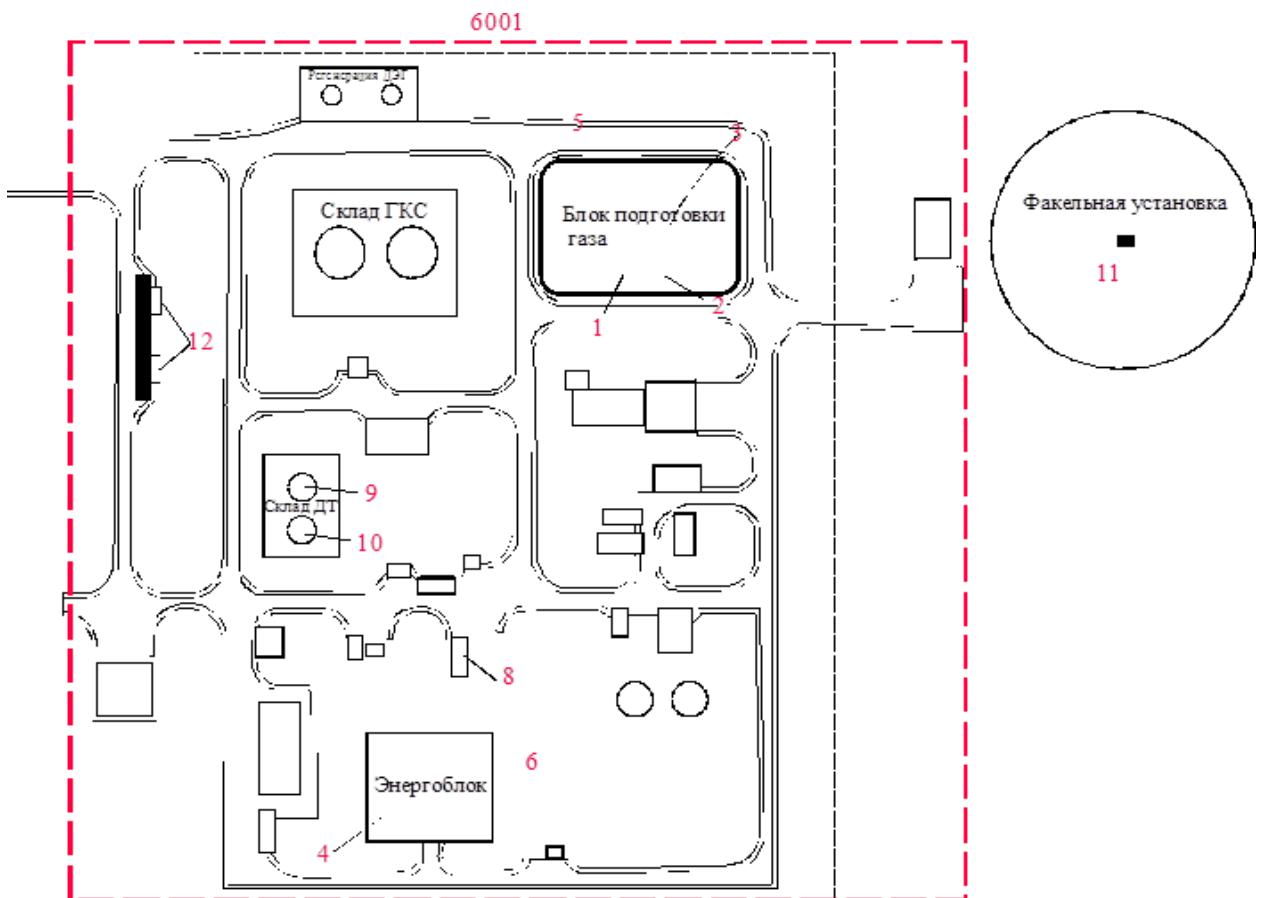


Схема ИЗА площадки ЦУПГ.

- 1 - печь для подогрева теплоносителя
- 2 - ребойлер
- 3 - ректификационная колонна
- 4 - генератор с газовым двигателем
- 5 - установка регенерации метанола
- 6 - Дизельный генератор

- 8- Котельная  
9- резервуар д/т  
10 - Расходный резервуар дизельного топлива  
11 - Факельная установка (работает в режиме дежурной горелки)  
12 - Стояк налива товарного конденсата

• ребойлеры диэтиленгликоля (ДЭГ) производительностью 420101 кДж/ч - 2 шт., (расход газа - 6,278 м<sup>3</sup>/час);

- котельные на газовом топливе в ВП, УКПГ и УРМ, в кол-ве 3-х шт.

Кроме перечисленных объектов, на месторождении имеются резервные источники электроэнергии:

• газопоршневая электростанция «Gaterpiller» мощностью 360 квт, в количестве – 1 ед., потребление газа – 70,486 м<sup>3</sup>/час;

• газопоршневая электростанция «Звезда» мощностью 1300 квт, в количестве – 1 ед., потребление газа – 73,264 м<sup>3</sup>/час;

- установка регенерации метанола с котлом УРМ Е-1.

Для учета газа, потребляемого на собственные нужды, на ребойлерах ДЭГ и печах подогрева теплоносителя установлены расходомеры Prowirl 72F, на котельных УКПГ, УРМ и ВП - СГ-16МТ.

#### Вахтовый поселок.

Площадка вахтового поселка расположена в 3,5 км на юго-запад от площадки ЦУПГ и площадок добывающих скважин, в 50 метрах с левой стороны по ходу автодороги п.Акколь- п.Уланбель на 119 км + 256 м.

Вахтовый посёлок представляет собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для проживания работников, привлекаемых к работам вахтовым методом, когда не может быть обеспечено ежедневное возвращение работников к месту постоянного проживания.

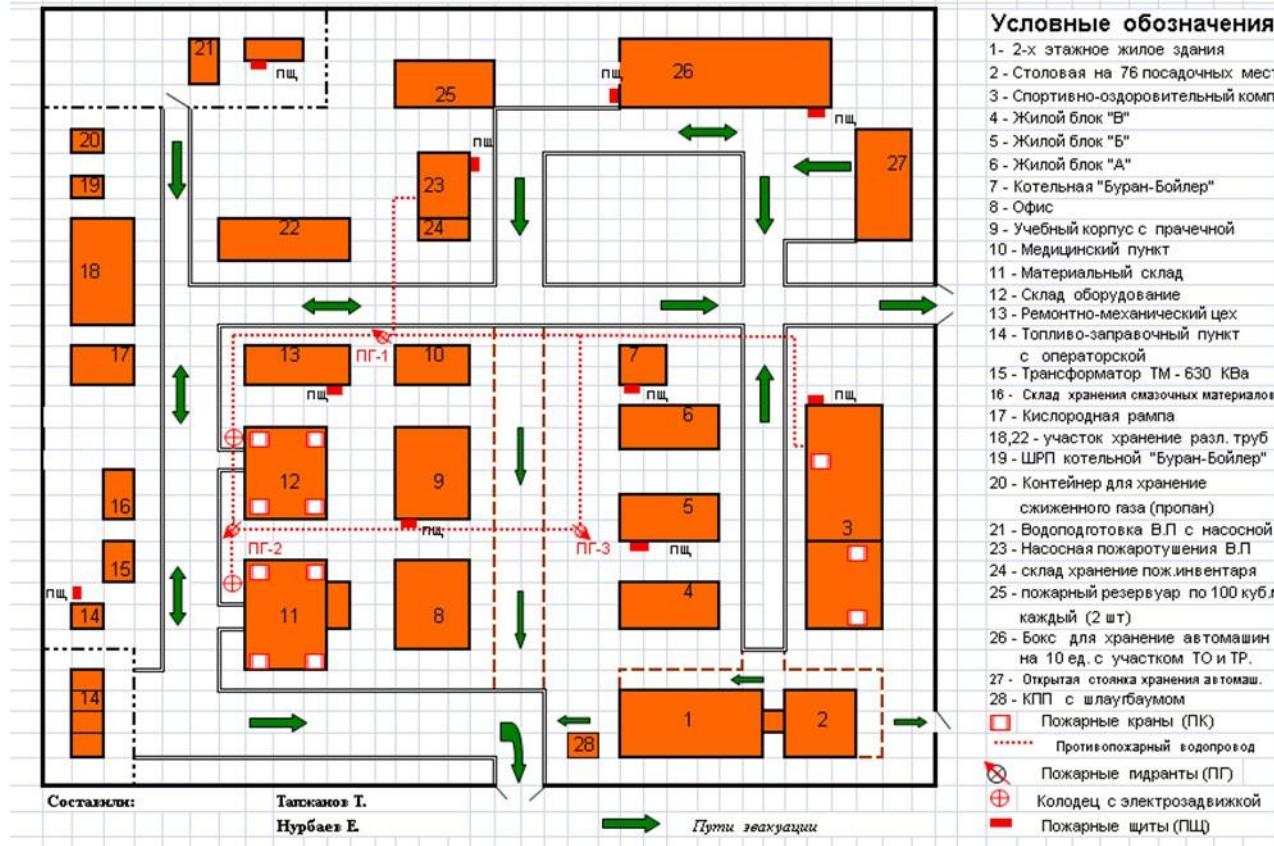
Вахтовый поселок полностью обеспечен электро-, водо-, и теплоснабжением, почтово-телефонной связью, для работников организовано организация питания, отдыха и досуга, а также медицинское, торгово-бытовое и культурное обслуживание.

Объекты на территории вахтового поселка, от которых происходят выбросы загрязняющих веществ:

производственный участок с газо-электросварочными постами и механической мастерской;

- Склад ГСМ (дизтопливо, бензин, масло) и топливно-заправочный пункт (АЗС);
- Котельная;
- Резервный дизельный электрогенератор.

### Схема Вахтового поселка



Физико-химические свойства газа, по данным анализа компонентного состава газа представлены в Анализе компонентного состава газа (приложении 9).

На балансе предприятия имеется передвижная техника. Согласно п. 17 ст. 202 Экологического Кодекса РК нормативы допустимых выбросов для передвижных источников не устанавливаются.

## **2.1.1. Предприятие как источник загрязнения атмосферы.**

В целом по месторождению однолучевая схема сбора газа со всех добывающих скважин непосредственно на входной манифольд центральной установки подготовки газа (ЦУПГ).

Количество эксплуатационных скважин на месторождении на период нормирования 2023 г. – 34, с 2023-2024 гг. количество будет увеличено - до 41.

Природный газ от газодобывающих скважин давлением 8,2 МПа с температурой 0°С-+30°С по газопроводам-шлейфам поступает на эксплуатационный манифольд ГСП.

На устье скважины для предотвращения образования гидратов в газопроводы-шлейфы вводится метанол при помощи блока реагентов.

Основные источники загрязнения атмосферы на месторождении Амангельды сосредоточены на площадке ЦУПГ и в вахтовом поселке.

На существующее положение на производственной объекте ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz» имеется 34 эксплуатационных скважины, дежурная горелка (ЦУПГ), 2 нагревательные печи, два ребойлера гликоля, 2 генератора, работающие на природном газе и три генератора – на дизтопливе, 2 передвижные ДЭС, 5 котельных (одна на дизтопливе), резервуары с бензином, дизтопливом, маслом и газовым конденсатом. На месторождении производятся сварочные и покрасочные работы, металлообработка, заправка автотранспорта ГСМ (на ТРК), приготовление бетонного раствора, складирование мусора на полигоне ТБО.

Организованные источники предприятия представлены дежурной горелкой, продувочными свечами, горловинами резервуаров для хранения метанола и газоконденсата и ГСМ.

Неорганизованные источники на предприятии представлены ремонтными, сварочными и покрасочными работами, металлообработкой, ТРК.

При горении факела в атмосферу поступают диоксид азота, оксид углерода, сажа и метан.

При работе дизель-генератора в атмосферу поступают оксид углерода, диоксид азота, сажа, диоксид серы.

От сварочных работ в атмосферу поступают: оксиды железа, марганца, азота, углерода; фтористый водород, фториды, пыль неорганическая с содержанием SiO<sub>2</sub> 20-70%.

При покрасочных работах и сушке изделий в атмосферу поступают: ацетон, бутилацетат, этилцеллозольв, бутиловый и этиловый спирты, толуол, ксилол, уайт-спирит, сольвент.

ИЗА на месторождении Амангельды на существующее положение:

І. подготовка газа:

печи для подогрева теплоносителя, ребойлеры, установка УРМ, факел (дежурная горелка), емкости с конденсатом и ГСМ;

ІІ. Обеспечение энергетических нужд:

Секция газо- и дизельгенераторных установок «Звезда» мощностью 500 и 1100 кВт; дизельгенератор Катерпиллер мощностью 328 кВт, котельные на газе (2 шт.), емкости с дизтопливом по 400 м<sup>3</sup> (2 шт.) и на 8 м<sup>3</sup> (1 шт.);

ІІІ. Производственно-ремонтный участок вахтового поселка:

Станки металлообработки, сварочные посты (стационарный и передвижной), пункт покраски, склад ГСМ, включающий емкости с дизтопливом (1 шт.), бензином (1 шт.) и маслом (4 шт.) с заправкой бензином (1 ТРК), дизтопливом (1 ТРК) и маслом (4 ТРК), котельная (на газе) и передвижные дизельгенераторы мощностью 500 кВт;

ІV. Эксплуатационные скважины (2026 гг. - 46);

Промышленная эксплуатация месторождения Амангельды сопровождается выбросами в атмосферу, основной вал в котором составляют углеводороды, оксид и диоксид азота, оксид углерода, метан, сажа и летучие углеводороды.

## Приложение. Ситуационная карта-схема расположения объекта

