««Амангелді кен орнының КГДҚ манифольдын кеңейту және № 135, 136 ұңғымаларын жайластыру» ЖЖ**»**
жұмыс жобасы бойынша

21.05.2021 ж. № 19-0209/21
(оң)

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫС БЕРУШІ:
«Амангельды Газ» ЖШС

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«СтройРекламПроект» ЖШС

Шымкент қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Амангелді кен орнының КГДҚ манифольдын кеңейту және № 135, 136 ұңғымаларын жайластыру» жұмыс жобасына осы сараптама қорытындысы «Мемсараптама» республикалық мемлекеттік кәсіпорнының Оңтүстік өңірі бойынша филиалымен берілді.

«Мемсараптама» республикалық мемлекеттік кәсіпорнының Оңтүстік өңірі бойынша филиалының рұқсатынсыз осы сараптама қорытындысын толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 19-0209/21 от 21.05.2021 г.
(положительное)
по рабочему проекту
«РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"»

ЗАКАЗЧИК:
ТОО «Амангельды Газ»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «СтройРекламПроект»

город Шымкент

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение на рабочий проект **«Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды»** выдано филиалом республиканского государственного предприятия «Госэкспертиза» по Южному региону.

Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения филиала республиканского государственного предприятия «Госэкспертиза» по Южному региону.

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект **«Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды»** разработан в 2020 году.

Настоящее заключение выполнено согласно договору № 01-0403 от 11.03.2021 года, письмо заявка №2-21-130 от 17.02.2021 года.

2. ЗАКАЗЧИК: Товарищество с ограниченной ответственностью «Амангельды Газ».

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «СтройРекламПроект», государственная лицензия №15012541 от 03.07.2015 года, выданная ГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля города Астаны». Акимат города Астаны, категория – I.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: негосударственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

задание на разработку проектной документации рабочего проекта «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды», утвержденное первым заместителем генерального директора ТОО «Амангельды Газ» от 15 сентября 2020 года;

архитектурно-планировочное задание №KZ17VUA00298436 от 21.10.2020 года, выдано КГУ «Отдел архитектуры и градостроительства Мойынкумского района Жамбылской области»;

письмо ТОО «Амангельды Газ» №2-21-130 от 17 февраля 2021 об источнике финансирования строительства по объекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды» – негосударственные инвестиции;

акт на право временного возмездного землепользования сроком на 21 год, местоположение: Жамбылская область Мойынкумский район, кадастровый номер 06-093-061-001, площадью 1836,393 га, участок делимый, предназначен для освоения газового месторождения «Амангельды», выдан Жамбылским филиалом РГП «НПЦзем»;

акт на право временного возмездного землепользования сроком на 21 год, местоположение: Жамбылская область Таласский район, кадастровый номер 06-095-045-003, площадью 2226,625 га, участок неделимый, предназначен для освоения газового месторождения «Амангельды», выдан Жамбылским филиалом РГП «НПЦзем»;

протокол общественных слушаний от 16.02.2021 года по проекту: раздел «Охрана окружающей среду» к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды», на одобрение проекта;

письмо директора филиала РГП «Казгидромет» по Жамбылской области №26-06/625 от 04 июля 2016 года, о фоновых концентрациях;

протокол измерений №190 от 21 сентября 2020 года атмосферного воздуха, выданы испытательная лаборатория ТОО «Эко-Аналит»;

заявка на получение разрешения на эмиссию в окружающую среду для объектов I, II и III, категории;

письмо ТОО «Амангельды Газ» №2-21-329 от 26 апреля 2021 года на перевозку недостающего грунта;

письмо ТОО «Амангельды Газ» №2-21-381 от 19 мая 2021 года на перевозку отходов;

письмо ТОО «Амангельды Газ» №2-21-376 от 17 мая 2021 года на перевозку инертных материалов;

письмо ТОО «Амангельды Газ» №2-21-340 от 27.04.2021 года, о начале строительства в 3-ем квартале 2021 года;

письмо ТОО «Амангельды Газ» №2-21-321 от 21 апреля 2021 года на поставку материала и оборудования заказчика, без стоимости в сметной документации;

письмо ТОО «Амангельды Газ» №2-21-372 от 13.05.2021 года, о командировочных расходах;

письмо ТОО «Амангельды Газ» №2-21-336 от 27.04.2021 года, о согласовании рабочего проекта;

технический отчет инженерно-геологических изысканий к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды», выполнен в октябре 2020 года ТОО «СтройРекламПроект», государственная лицензия №15012048 от 25.06.2015 года, выданная ГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля Актюбинской области». Акимат Актюбинской области, категория – I.

технический отчет по инженерно-геодезическим работам к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды», выполнен в октябре 2020 года ТОО «СтройРекламПроект», государственная лицензия №15012048 от 25.06.2015 года, выданная ГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля Актюбинской области». Акимат Актюбинской области, категория – I.

Технические условия:

от 17.09.2020 года, выданное ТОО «Амангельды Газ» на электроснабжение скважин №135 и №136;

от 2020 года (без даты), выданное ТОО «Амангельды Газ» на присоединение к существующей центральной автомобильной дороги;

на подключение к существующим системам автоматики оборудования КИПиА б/н от 17.09.2020 г., выданные ТОО «Амангельды Газ».

5.2 Согласования заинтересованных организаций:

ТОО «Амангельды Газ» письмо №2-21-336 от 27.04.2021 года.

РГП «Департамент Комитета промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан по Жамбылской области» №KZ69VQR00024622 от 03.02.2021 года.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу:

1. Паспорт к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды».
2. Паспорт БДР 14.00.00.000-02 ПС. Блок дозирования реагентов.
3. Том - I. Общая пояснительная записка к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды».
4. Том – III. ГП - Генеральный план.
5. Альбом – АС. Архитектурно-строительные решения.
6. 459798/2020/1-Р. Расчет на статические нагрузки.
7. Альбом-АД. Чертежи на подъездные автомобильные дороги.
8. Сводная ведомость объемов работ на подъездные дороги.
9. Том – III. ВН. Видеонаблюдение к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды» (СКВ №135).
10. Том – III. ВН. Видеонаблюдение к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды» (СКВ №136).

11. Том – III. АТХ. Система автоматизации и контроля к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды» (Манифольд).

12. Том – III. АТХ. Система автоматизации и контроля к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды» (СКВ №135).

13. Том – III. АТХ. Система автоматизации и контроля к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды» (СКВ №136).

14. Том – III. НСС. Наружные системы связи к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды».

15. Том – III.ССГ. Система сбора газа к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды».

16. Том – III. ЭС. Электроснабжение к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды» (СКВ №135).

17. Том – III. ЭС. Электроснабжение к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды» (СКВ №136).

18. Том – III. АЗО. Антикоррозийная защита к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды».

19. Том – III. ТХ. Технология производства к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды».

20. Сметная документация к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды».

21. Проект организации строительства к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды».

22. Рабочий проект «Оценка воздействия на окружающую среды» к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды», выполнен ТОО «СтройРекламПроект» государственная лицензия №01719Р от 15.12.2014 года.

23. Технический отчет инженерно-геологических изысканий к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды», выполнен в октябре 2020 года ТОО «СтройРекламПроект».

24. Технический отчет по инженерно-геодезическим работам к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды», выполнен в октябре 2020 года ТОО «СтройРекламПроект».

25. Основной и альтернативный варианты прайс-листов, утвержденные ТОО «Амангельды Газ».

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Цель проекта - Основной задачей рабочего проекта является развитие существующей системы добычи газа по месторождениям ТОО «Амангельды Газ» Жамбылской области.

Предусмотренная данным проектом система сбора газа на месторождении Амангельды включает в себя всю необходимую систему трубопроводов и оборудования для безопасной эксплуатации проектируемых объектов. Месторождение Амангельды является действующим предприятием со сложившейся структурой обслуживающего и управленческого персонала.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства:

Инженерно-геологические работы выполнены для обустройства устьев скважин №135, 136 на территории месторождения Амангельды Мойынкумского района Жамбылской области.

Месторождение Амангельды соединено с областным центром автомобильной автодорогой с асфальтобетонным покрытием.

Природно-климатические условия района строительства:

климатический подрайон - IIIБ;
абсолютная минимальная температура воздуха - минус 43,0^0 С,
абсолютная максимальная температура - плюс 46,0^0 С;
средняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки - минус 24^0 С,
средняя температура наиболее холодных суток - минус 29^0 С,
район по давлению ветра - V;
дорожно-климатическая зона - V;
сейсмичность площадки строительства - 6 баллов.

Климат исследуемой территории резко континентальный. Основные его черты: большие колебания температуры наружного воздуха зимой и летом, днем и ночью; общая сухость воздуха, обилие солнечного света и относительно небольшое количество осадков.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Отчет инженерно-геологических изысканий выполнен ТОО «СтройРекламаПроект» (государственная лицензия ГСЛ №1512048) в 2020 году, инв. №45.

Геоморфология и рельеф

Исследуемый участок приурочен к пескам Мойынкум. Рельеф на месторождении представлен вытянутыми в северо-западном направлении песчаными грядами с понижениями между ними с ячеисто-бугристыми формами.

Геологическое строение

В геологическом строении площадок скважин и трасс проектируемых линейных сооружений до вскрытой глубины 0,2-3,0 м принимают участие барханные пески.

Барханные пески состоят из холмов серповидной или полулунной формы. Выпуклые наветренные склонны их широки, пологи и покрыты ветровой песчаной рябью.

С поверхности повсеместно до глубины 0,1-0,2 м распространен почвенно-растительный слой.

Гидрогеологические условия

Подземные воды выработками глубиной 3,0 м не вскрыты. Максимально-возможный уровень подземных вод – ниже 3,0 м.

Физико-механические свойства грунтов

По классификации грунтов в разрезе выделен один инженерно-геологический элемент:

первый ИГЭ - песок мелкий, коричневато-бурый, средней плотности, малой степени водонасыщения.

Нормативные характеристики грунтов отражены в таблице

Таблица №1

№ п/п	Наименование показателей, ед.изм.	ИГЭ-1
1	2	3
1.	Плотность, г/см^3	1,65
2.	Удельное сцепление, кПа	1
3.	Угол внутреннего трения, град.	30
4.	Модуль деформации, МПа	20

Засоленность и агрессивные свойства грунтов

Грунты согласно СН РК 2.01-01-2013 по содержанию водорастворимых сульфатов (SO_4=1010 мг/кг) для бетона марки по водонепроницаемости W4 на портландцементе по ГОСТ 10178-85 являются среднеагрессивными. Грунты по содержанию водорастворимых хлоридов (460 мг/кг) являются слабоагрессивными для железобетонных конструкций.

Грунты незасолены. Содержание солей до 0.177%.

Сейсмичность площадки

Сейсмичность района проектируемого строительства, согласно СП РК 2.03-30-2017, равна шести баллам. Категория грунтов по сейсмическим свойствам – вторая. Сейсмичность площадки – шесть баллов.

Строительные группы грунтов

Строительная группа грунтов при разработке вручную и одноковшовыми экскаваторами согласно СН РК 8.02-05-2002, СН РК 8.02-03-2002:

Таблица №2

№ п/п	Наименование грунтов	Категория грунтов	
		При разработке грунта вручную	При разработке грунта одноковшовым экскаваторам
1	2	3	4
1.	Пески	1	2

Нормативная глубина промерзания для песка - 1,29 м.

6.2 Проектные решения

6.2.1 Генеральный план

Проектом предусматривается «Обустройство скважин № 135, 136 и расширение манифольда Установки Комплексной Подготовки Газа месторождения Амангельды».

Месторождение Амангельды находится на территории Таласского и Мойынкумского районах Жамбылской области Республики Казахстан, в 170 км к северу от города Тараз. Географически оно расположено в юго-западной части песков Мойынкум, занимающих междуречье Шу и Таласа, к которым с юго-запада примыкает предгорная равнина Малого Каратау, являющейся ветвью Большого Каратау.

Исследуемый участок приурочен к пескам Мойынкум.

Рельеф на месторождении представлен вытянутыми в северо-западном направлении песчаными грядами с понижениями между ними с ячеисто-бугристыми формами.

Площадь территории согласно Госактов:

- за кадастровым №06-093-061-001, составляет - 1836,393 га.
- за кадастровым №06-095-045-003, составляет - 2226,625 га.

Площадь в пределах условной границы площадки -10 000,00 м^2.

Расположение площадок для скважин приведено на ситуационной схеме.

Проектом предусматривается обустройство площадки газодобывающих скважин №135,136 на территории месторождения «Амангельды».

Площадки скважин №135,136 запроектированы размером в плане 100х100м, с размерами в ограждении 24х36м.

Размещение проектируемых площадок принято согласно технологической схеме в соответствии с нормативными требованиями, с учетом рационального использования территории, технологических связей, санитарно-гигиенических и противопожарных требований.

Компоновка генеральных планов проектируемых объектов предполагается с применением блочных и блочно-комплексных устройств.

Генеральным планом запроектировано площадки 2-х скважин.

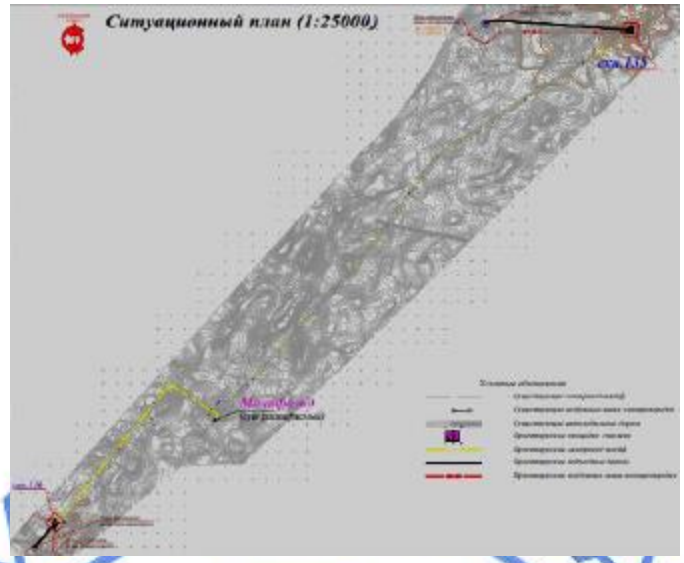


Рисунок 1. Ситуационная схема

Решением генерального плана на каждой площадке предусматривается размещение следующих сооружений:

Приустьевой приямок;

Площадка под ремонтный агрегат;

Якорь крепления оттяжек ремонтного агрегата;

Блок дозирования реагента;

КТПН;

Свеча сброса газа;

Площадка под шкаф автоматики.

Разбивка площадки выполнены в координатах, а внутренняя разбивка выполнены линейно от границ площадок.

Проектом организации рельефа предусматривается высотная увязка проектируемых сооружений с автомобильными дорогами и инженерными коммуникациями.

Способ водоотвода поверхностных вод принят открытый. Сбор и отвод воды, стекающей во время дождя, таяния снега от зданий и сооружений отводится по отмосткам, далее по спланированной поверхности за пределы ограждения в пониженные места рельефа.

Водоотвод поверхностных вод разработан в комплексе с вертикальной планировкой с учетом санитарных условий и требований благоустройства территории площадок.

Система вертикальной планировки принята сплошная, с соблюдением требуемых уклонов для отвода поверхностных вод.

Площадка №135. За относительную отметку 0,000 рабочей площадки, принята отметка, соответствующая абсолютной отметке по генплану 349,15. За относительную отметку 0,000 КТПН, принята отметка, соответствующая абсолютной отметке по генплану 349,33. За относительную отметку 0,000 площадки блока дозирования реагента, принята отметка, соответствующая абсолютной отметке по генплану 349,12.

Площадка №136. За относительную отметку 0,000 рабочей площадки, принята отметка, соответствующая абсолютной отметке по генплану 361,65. За относительную отметку 0,000 КТПН, принята отметка, соответствующая абсолютной отметке по генплану 361,83. За относительную отметку 0,000 площадки блока дозирования реагента, принята отметка, соответствующая абсолютной отметке по генплану 361,62.

К площадкам скважин запроектированы подъездные автодороги. Подъезды обеспечивают перевозку вспомогательных и хозяйственных грузов, проезд пожарных,

ремонтных и аварийных машин и отнесены к служебным автомобильным дорогам. Автомобильные дороги запроектированы с учётом их функционального назначения и характера застройки в соответствии с действующими требованиями.

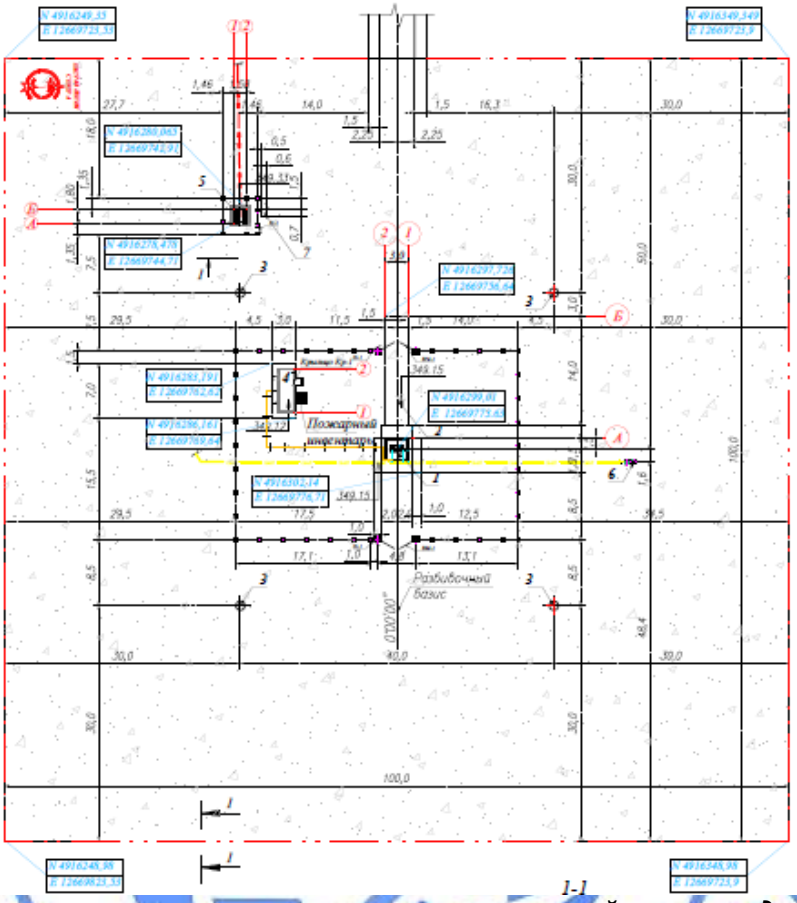


Рисунок 2. Схема расположения проектируемых сооружений на площадках №135; 136

Дорожная одежда принята переходного типа из гравийно-песчаной смеси.

Перед въездом запроектирована разворотная площадка с покрытием из ПГС.

Покрытия на площадке из гравийно-песчаной смеси.

Для обеспечения нахождения месторасположения скважин на примыканиях автодорог предусмотрена установка дорожных знаков, который указывает наименование объекта. Знаки устанавливают справа (по ходу движения транспорта) от проезжей части, вне обочины.

Проектом предусмотрена установка инвентарных пожарных щитов оборудованных лопатами, баграми, огнетушителями, ящиком с песком.

Сетчатое ограждение проектируемых площадок скважин и ограждение КТП смотреть раздел АС.

Таблица №3

Технические показатели по генплану площадки № 135

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Количество
1	Площадь участка в условных границах территории	га	1,00
2	Площадь территории в ограждении	га	0,0864
3	Площадь застройки	га	0,0082
4	Площадь покрытия	м^2	9887,00

Таблица №4

Технические показатели по генплану площадки № 136

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Количество
1	Площадь участка в условных границах территории	га	1,00
2	Площадь территории в ограждении	га	0,0864
3	Площадь застройки	га	0,0082
4	Площадь покрытия	$м^2$	9887,00

6.2.2 Архитектурно-строительные решения

Уровень ответственности объекта – II технически сложный.

В соответствии задания на проектирование, выданного заказчиком, и принятых проектных решений технологической частью рабочего проекта, разделом архитектурно-строительных решений при обустройстве эксплуатационных скважин № 135, 136 на месторождении «Акшабулак» предусмотрено:

- приустьевый приямок с площадкой обслуживания;
- площадка под ремонтный агрегат;
- фундамент под свечу сброса газа;
- фундамент блока дозирования реагентов;
- фундамент под КТПН.

Скважина ограждена по периметру с размерами площадки в плане 24х36 м. Ограждение с воротами и калиткой из сетчатых панелей по серии 3.017-3. Стойки из металлопроката и фундаменты из монолитного бетона класса С12/15. Высота ограждения 2,1 м от уровня земли.

Приустьевой приямок с площадкой обслуживания

Размеры приямка в плане 2,6х2,6х1,4(h) м предназначен для сбора случайных проливов из устья.

Приямок из монолитного бетона класса С12/15, марка по водонепроницаемости W4, армированный сетками по ГОСТ 23279-2012. Приямок перекрывается крышками из просечно-вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89.

Площадка отсыпана щебнем. Для ремонта и обслуживания оборудования устья скважины над приустьевым приямком запроектирована площадка обслуживания с покрытием из решетчатого стального настила и ограждением высотой 1,0 м с односторонним подъемом по серии 1.450.3-7.94.

Для технологических трубопроводов на площадке предусмотрены опоры в виде отдельных стоечных металлических конструкций с креплением к железобетонной площадке анкерными болтами через закладную деталь. Фундамент из монолитного бетона класса С12/15, марка по водонепроницаемости W4, с закладной деталью по серии 1.400-15 вып.1 и стойкой профильной трубы по EN 10219-1.

Стальная площадка обслуживания ПО-1 приустьевой площадки

Для обслуживания предусмотрена рабочая площадка ПО1 с размерами 3,6х0,8 м, отметка верха площадки – плюс 1,0 м, в металлоконструкциях по серии 1.450.3-7-94, EN 10365-217, EN 10058-1.

Площадка под ремонтный агрегат

Площадка под ремонтный агрегат прямоугольной формы в плане с размерами 3,0х15,55 м.

Площадка предусмотрена с уклоном 0,03 из сборных железобетонных плит для покрытия городских дорог ГОСТ 21924.0-84 по щебеночному основанию. Со стороны приустьевого приямка, по высоте уложены две железобетонные плиты, для опорной части

ремонтного агрегата.

Фундамент под свечу сброса газа

Фундамент из монолитного бетона кл. С12/15, марка по водонепроницаемости W4. Глубина заложения фундамента 1,3 м. Подошва фундамента 1,0х1,0 м. К закладной детали фундамента приваривается стойка из стальной прямоугольной трубы высотой 3,85 м, к которой в трех местах, с помощью пластины и хомута крепится свеча.

Площадка БДР

Здание блочного типа полностью заводского изготовления размером в плане 2,2х5,5 м устанавливается на четыре железобетонные плиты для покрытия городских дорог ГОСТ 21924.0-84 с установкой закладных деталей для установки блочного здания. По периметру устраивается бетонная отмостка.

Площадка КТП

На скважинах предусмотрена установка КТПН. Здание КТПН – модульное, заводской готовности размером в плане 1,18х1,55 м.

Под установку КТПН предусмотрены сборные фундаментные блоки по ГОСТ 13579-78* тип ФБС. Для крепления опорных конструкций предусматриваются закладные детали по серии 1.400.15. По верху фундаментов, высотой 200 мм запроектирован армированный монолитный пояс из бетона класса С12/15 с закладными деталями по длине блока. Площадка размером в плане 2,5х2,5 м отсыпается щебнем, толщиной 100 мм.

Территория площадки КТПН прямоугольной формы в плане с общими размерами 4,5х4,5 м. Ограждение с калиткой из сетчатых панелей по серии 3.017-3. Стойки из металлопроката и фундаменты из монолитного бетона класса С12/15. Высота ограждения 2,1 м от уровня земли.

Свеча вытяжная

Высота свечи 5,0 м от уровня планировочной отметки земли. Фундамент из монолитного бетона класса С12/15, марка по водонепроницаемости W4. Глубина заложения фундамента 1,4 м, отметка верхнего обреза фундамента – плюс 0,200 м. Подошва фундамента 1,0х1,0 м. К закладной детали фундамента приваривается стойка из стальной прямоугольной трубы высотой 3,80 м, к которой в трех местах, с помощью пластины и хомута крепится свеча.

Фундамент под якорь оттяжек

Якоря для крепления оттяжек ремонтного агрегата – 4 шт. на каждой скважине. Якоря оттяжек предусмотрены из монолитного бетона класса С12/15 марки по водонепроницаемости W4 с закладным анкером в виде трубы диаметром 219х8 мм длиной 1000 мм и анкерного стержня диаметром 25 мм для крепления оттяжки. Монолитный якорь имеет размеры 2,0х1,2х1,55 (h) м.

Основные технические показатели при обустройстве устьев эксплуатационных скважин № 135, 136 (для каждой площадки) отражены в таблице

Таблица №5

Основные технические показатели

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Показатели
1	2	3	4
1.	Площадь застройки	$м^2$	82,0

Антикоррозийные мероприятия

Бетонные конструкции, соприкасающиеся с грунтом, предусмотрены на сульфатостойком портландцементе, марок по водонепроницаемости W4 по морозостойкости F50. Боковые поверхности фундаментов покрываются горячим битумом за два раза, под подошвой предусмотрен слой щебня, пролитый битумом до полного насыщения.

Степень агрессивного воздействия на металлические конструкции при «сухой» зоне влажности на открытом воздухе - слабоагрессивная (по группе грунтов – «А» приложения 1 СНиП 2.01-19-2004). Принята I группа лакокрасочных покрытий.

Все стальные конструкции окрашиваются эмалевой краской ПФ-115 по ГОСТ 6465-76* по грунту из ГФ-021 по ГОСТ 25129-82*.

Защита строительных конструкций от коррозии производится в соответствии с требованиями СН РК 2.01-01-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии».

6.2.3 Технологическое решение

Уровень ответственности - технически сложный объект I (повышенный) уровня ответственности.

Прогнозируемый дебит скважины №135 и №136 по газу - 30,00 тыс. нм^3/сут;

Устьевое давление на скважинах – 6,7 МПа;

Протяженность газопроводов-шлейфов:

– скв. №135 – 4,653 км; скв. №136 – 1,986 км.

Настоящим разделом проекта предусматривается:

- обустройство двух новых площадок газодобывающих скважин №135, №136 месторождения Амангельды;
- расширение существующего манифольда на 7 (семь) точки подключения от скважин №135, 136, 137, 138, 139, 140, 141 на перспективу;
- − газопроводы-шлейфы от скважин №135, 136;
- − автомобильные дороги – подъезды к площадкам скважин;
- − КТПН, для электроснабжения скважин;
- − строительство ВЛ-10 кВ к скважинам №135,136.

Предусмотренная система сбора газа на месторождении Амангельды включает в себя всю необходимую систему трубопроводов и оборудования для безопасной эксплуатации проектируемых объектов.

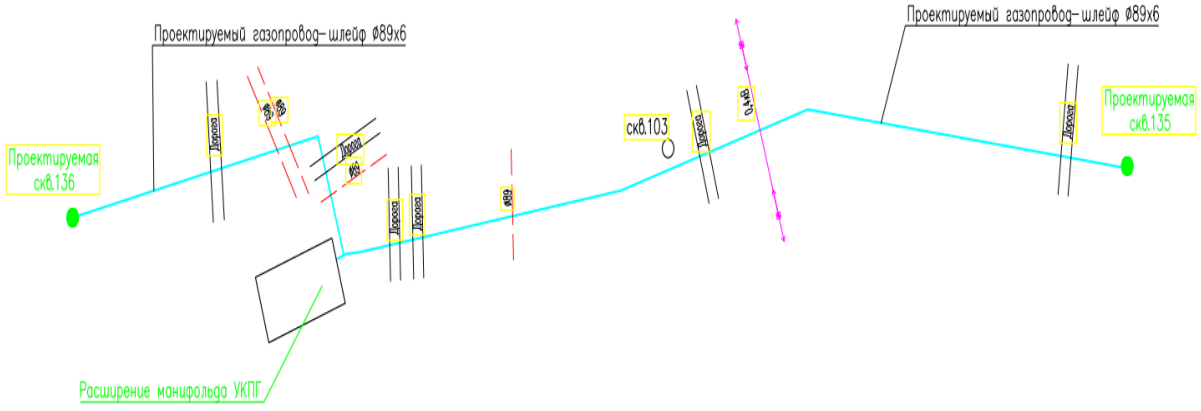


Рисунок 3. Ситуационная схема сбора газа (скв.№135 и №136)

На площадке обустройства устья скважин располагаются:

- Приустьевой приямок;
- Площадка под ремонтный агрегат;
- Фундамент под ремонтный агрегат;
- Якоря оттяжек ремонтного агрегата;
- Площадка блока дозирования реагента БДР 1-2,5;
- Площадка КТПН (комплектная трансформаторная подстанция);
- Площадка продувочной свечи Ду-80;
- Ограждение территории.

В основу системы сбора заложена лучевая схема внутрипромыслового сбора газа с одной манифольдной станцией, расположенной непосредственно на УКПГ.

Обустройство каждой скважины включает в себя технологическую обвязку с установкой фонтанной арматуры, ручной запорной арматуры и клапана-отсекателя.

Для предотвращения образования гидратов предусмотрена установка Блоков ввода метанола в газопроводам-шлейфам на каждой скважине.

Внутри технологического отсека блока расположено основное оборудование во взрывозащищенном исполнении.

Обвязка скважин предусматривает установку приборов контроля давления и температуры по месту и дистанционно с передачей данных в диспетчерсикй пункт.

Компоновочные решения

Природный газ от двух газодобывающих скважин давлением 6,7 МПа с температурой 30°С по газопроводам-шлейфам диаметром 89х6,0 мм поступает на приемный манифольд при УКПГ, где объединяются потоки от всех газодобывающих скважин.

Для подключения проектируемых скважин №135, №136 к существующему манифольду, производится расширение существующего манифольда на 7 (семь) дополнительных точки подключения от скважин №135, 136, 137, 138, 139, 140, 141 на перспективу.

На устье скважины для предотвращения образования гидратов в газопровод вводится метанол.

Подготовка товарного газа осуществляется методом низкотемпературной сепарации.

Температура точки росы сухого газа соответствует рабочей температуре в низкотемпературном сепараторе.

В результате подготовки газа на УКПГ получают:

- товарный топливный газ в соответствии с требованиями ГОСТ 5542-87;
- конденсат.

Расширение существующего манифольда

Расширение манифольда предусматривает подготовку дополнительных входных линии в количестве 7 (семи) точек, для подключения газопроводов-шлейфов от обустраиваемых скважин №135, №136 и от перспективных скважин №137, №138, №139, №140, №141, внутри ограды УКПГ.

Входные линии манифольда, выполнены надземными, с применением стальных бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8732-78*, с установкой необходимой запорно-регулирующей арматуры, прямоточных шиберных задвижек, шаровых кранов, обратных и запорных клапанов, изолирующих фланцевых соединении.

Перед входом газопроводов-шлейфов на территорию УКПГ и подключение к манифольду, производится выход подземного газопровода из-под земли.

Обустройство газодобывающих скважин №135 и №136

Размер спланированной площадки скважины составляет – 24,0х36,0 метров. На каждой площадке скважины устанавливаются однотипные площадки и сооружения:

- приустьевой приямок размером 2600х260х1400 мм;
- площадка под ремонтный агрегат;
- якоря оттяжек ремонтного агрегата;
- площадка блока автоматизированной подачи реагента ОЗНА дозатор БДР 1-2,5;
- площадка КТПН.

Расположение площадок определялось исходя из технологической схемы производства и рационального распределения территории, с учетом:

- санитарных норм и норм пожарной и взрывопожарной безопасности;

- рационального размещения подземных и надземных инженерных сетей, обеспечивающих нормальные условия их эксплуатации и ремонта.

К технологическим площадкам предусматриваются подъезды для специализированных автотранспортных средств.

Внутри аппаратного отсека расположен щит управления, светильник, обогреватель. Все оборудование аппаратного отсека общепромышленного исполнения.

Контроль работы Блока ввода метанола ведется по месту и дистанционно из операторной.

От скважин газ по газопроводам-шлейфам диаметрами 89х6,0 мм направляется на Газосборный пункт «Амангельды».

На устье скважин установлена фонтанная арматура марки АФК6-80/65х35 К2.

Фонтанная арматура предназначена для регулирования режима эксплуатации, контроля давления и температуры рабочей среды.

Таблица №6

Техническая характеристика фонтанной арматуры

Наименование показателя	Един. изм.	ФОНТАННАЯ АРМАТУРА	
		Скв. №135	Скв.№136
Тип, марка	-	АФК6-80/65Х35 К2	АФК6-80/65Х35 К2
Давление условное	МПа	35,0	35,0
Давление рабочее	МПа	21,0	21,0
Диаметр ствола елки	мм	65	65
Диаметр боковых отходов	мм	65	65
Габаритные размеры (длина, ширина)	мм	2120х2835	2120х2835
Масса	кг	2000	2000
Кол-во	шт	1	1

В обустройство устья скважины входит подключение газопроводов-шлейфов к устью скважины, установка запорной арматуры и весь необходимый комплекс вспомогательного оборудования, приборы контроля давления и температуры транспортируемой среды.

В состав приустьевой площадки скважины входит свеча сброса газа.

Свеча установлена на расстоянии 30,0 метров от устья скважины, согласно нормативам и предназначена для сброса газа с устьевого оборудования в атмосферу. Диаметр ствола свечи 89х6,0 мм, высота свечи 5 метров.

Трубопроводы на площадке скважины выполняются из стальных бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8732-78, диаметром 76х6,0 мм, с последующим переходом на диаметр 89х6,0 мм. Материал труб - сталь 20.

Газопровод на площадке скважины оборудуется электроконтактным манометром и запорным устройством, которые обеспечивают автоматическое перекрытие потока газа из скважины в аварийной ситуации (понижение или повышение давления газа).

В качестве запорного устройства предусматривается клапан-отсекатель диаметром 65 мм, Ру 32,0 МПа.

Для осуществления первичных, текущих и специальных испытаний, а также, опытной эксплуатации скважин с целью получения комплексных исходных данных, используемых при подсчете запасов газа и конденсата на линии сброса газа на свечу, предусмотрены запорная арматура и фланцевое соединение диаметром 65 мм, Ру21 МПа для подключения специальных передвижных испытательных установок, оснащённых передвижным факелом.

Продувка газопровода-шлейфа перед ремонтом и после ремонта осуществляется на факел УКПГ через факельный сепаратор, где происходит отделение конденсата.

Блок дозирования реагента

Блок дозирования реагента (БДР) предусмотрено для подачи метанола на устье скважины с целью предупреждения гидратообразования в газопроводе-шлейфе.

БДР размещен на отдельной площадке, примыкающей к площадке устья скважины. На основании результатов эксплуатации скважин будет определяться необходимость установки БДР.

Оборудование поставляется в блочно-комплектном исполнении. В состав блока входят:

- технологическое оборудование;
- система отопления;
- вентиляция;
- электрооборудование и освещение;
- приборы и средства автоматизации.

Внутри блока установлен датчик контроля загазованности.

Подача метанола от БДР к технологическим трубопроводам на устье скважины осуществляется трубопроводом диаметром 25х4 мм с установкой необходимой запорной арматуры.

Прокладка трубопровода метанола к устью скважины надземная на опорах на высоте не менее 0,350 м.

Таблица №7

Технологическая характеристика БДР

	Един. изм.	БЛОК ДОЗИРОВАНИЯ РЕАГЕНТА	
		Скв. №135	Скв. №136
Тип, марка	-	БДР1-2,5.00.00.00.60	БДР1-2,5.00.00.00.60
Объем технологической емкости	$м^3$	2,5	2,5
Производительность насоса дозатора (Milton Roy)	л/час	40,0	40,0
Рабочее давление на выходе с БДР	МПа	10	10
Максимальная потребляемая мощность	кВт	5,5	5,5
Габаритные размеры (длина*высота*ширина)	мм	5500х2560х2040	5500х2560х2040
Масса	кг	5500	5500
Количество	шт	1	1

Технологические трубопроводы

Трубопроводы на площадках скважин и блока дозирования метанола относятся к технологическим трубопроводам.

Технологические трубопроводы в зависимости от рабочих параметров (давления и температуры) транспортирующих сред согласно СН 527-80 классифицированы:

- Газопроводы-шлейфы - группа Б(а), I категории;
- Трубопроводы метанола - группа Б(б), I категории.

Для изготовления трубопроводов используются стальные бесшовные горячедеформированные трубы по ГОСТ 8732-78, материал – сталь В20. Подземные трубопроводы имеют трехслойное заводское полиэтиленовое покрытие. Материал деталей трубопроводов соответствует по качеству материалу основной трубы.

Антикоррозионное покрытие надземных участков трубопроводов и арматуры:

- масляно-битумной краской в два слоя по грунту ГФ-021 по ГОСТ 25129-82.

Тепловая изоляция надземных трубопроводов и арматуры маты URSA марки М-25 (Г) из стеклянного штапельного волокна, без каширования, толщиной 60 мм по ТУ 5763-001-71451657-2004.

Покровный слой - сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 19904-90.

Окраска и маркировка трубопроводов производится согласно СТ РК ГОСТ Р 12.4.026 -2002 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Общие технические условия и порядок применения».

Для подземных стальных трубопроводов предусмотрена электрохимзащита от грунтовой коррозии.

Опознавательные столбы устанавливаются по трассе газопровода на прямых участках в пределах видимости не более чем через 1 км, на углах поворота газопровода, местах пересечения с дорогами.

До ввода в эксплуатацию трубопроводы подлежат очистке полости, гидравлическому испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Величина испытательного давления на прочность принимается 1,10хРраб.

Давление проверки на герметичность составляет - Рраб.

Продолжительность испытания на прочность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов на площадке скважины производится – 100% физическим методом, 20% ультразвуковым методом.

Газопроводы-шлейфы

Промысловые трубопроводы в зависимости от диаметра, рабочего давления и характера транспортируемой среды классифицированы, согласно ВСН 51-2.38-85:

- Газопроводы-шлейфы - II класс, 1 группа, III категория.

Участки трубопроводов в местах пересечений с подземными коммуникациями, ранее проложенными по месторождению в пределах 20 метров по обе стороны пересечения, отнесены к трубопроводам II категории.

В местах перехода проектируемых трубопроводов через автомобильные дороги участки по обе стороны от дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи отнесены к II категории.

Газопроводы-шлейфы выполнены из стальных бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8732-78* диаметрами 89х6,0 мм и предназначены для транспортировки газа от двух проектируемых газодобывающих скважин к манифольдной станции, расположенной на УКПГ.

Глубина заложения подземных газопроводов 1,80 метра до верхней образующей трубопровода.

Рабочее давление в трубопроводах 6,7 МПа.

Разработка траншеи для газопроводов ведутся одноковшовым экскаватором. При подходе к манифольдной станции - разработка траншеи производится вручную.

При одновременной прокладке проектируемых газопроводов-шлейфов в одной траншее расстояние между ними в свету принимается не менее 0,5 метр.

При пересечении с промысловыми автодорогами проектируемые газопроводы-шлейфы прокладываются в защитном футляре из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 диаметром 325х10,0 мм.

На одном из концов футляра предусматривается вытяжная свеча выводимое на расстояния по горизонтали не менее 25 метров от подошвы земляного полотна дороги. Высота свечи от уровня земли не менее 5 метров.

При пересечении проектируемых газопроводов-шлейфов с существующими промысловыми трубопроводами расстояние между ними в свету принимается не менее 0,35 метра.

По трассе газопроводов-шлейфов предусмотрена установка опознавательных знаков на расстоянии не более 1 км друг от друга, на углах поворота в горизонтальной плоскости, а также предупреждающих знаков при пересечении автомобильных дорог.

Для обеспечения электрической изоляции защищаемой части трубопроводов предусмотрена установка изолирующих фланцевых соединений.

Изолирующие фланцевые соединения диаметром 80 мм, Ру 20,0 МПа установлены на надземной части трубопровода.

Антикоррозионное покрытие подземных стальных трубопроводов «весьма усиленного» типа на основе полимерных липких лент, общей толщиной 4 мм.

Конструкция изоляции: грунтовка битумно-полимерная типа ГТ-760ИН по ТУ 102-340-83 - 1 слой; лента поливинилхлоридная изоляционная липкая в 2 слоя по ТУ 102-320-86; обертка защитная типа ПЭКОМ в один слой по ТУ 102-284-81.

Марка антикоррозионного покрытия при необходимости может быть заменена на аналогичную по антикоррозионным свойствам.

Промысловые трубопроводы подлежат испытанию на прочность давлением - 1,10хРраб, и на герметичность давлением - Рраб.

Контроль качества сварных соединений газопроводов проводится - трубопроводы III категории - в объеме 100% физическим методом, из них радиографическим методом - 25%.

Протяженность проектируемых газопроводов-шлейфов от скважин, условия их подключения к объектам системы сбора газа месторождения Амангельды представлена в таблице

Таблица №8

№ п/п	Скважина	Протяженность трубопроводов, м	Место подключения
1	135	4653,0	Манифольд УКПГ
2	136	1986,0	Манифольд УКПГ

Характеристика объектов по взрывопожарной и пожарной опасности

Таблица №9

Характеристика проектируемых объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности

Наименование помещения, участка, наружной установки	Вещества, применяемые в производстве	Категория взрывопожарной и пожарной опасности по техническому регламенту «общие требования к пожарной безопасности»	Класс зоны взрывной и пожарной опасности по ПУЭ РК	Категория и группа взрывоопасных смесей по Гост 12.1.011-88
Добывающие скважины	Газ природный	А	В-1Г	IIА-Т1
Свеча	Газ природный	А	В-1Г	IIА-Т1
Блок дозирования реагента	Метанол	А	В-1Г	IIА-Т1

Таблица №10

Классификация взрывоопасных и вредных веществ, участвующих в технологических процессах

Наименование веществ	Предел взрываемости		Плотность, кг/м3	Температура вспышки, °С	Температура самовоспламенения, °С	Допустимая конц.. кг/м3 СанПиН РК	Классификация по горючести веществ	Индивидуальные средства защиты	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76
	ижний	Верхний							
Природный газ			0,8589	-	550÷750	300	ГГ	Противогаз	4
Метанол	,7	8,5	0,793	8	464	5	ЛВЖ	То же	3

Проектные технологические решения обустройства скважин №135, №136 обеспечат проектную добычу газа и безопасные условия эксплуатации объекта.

Основные показатели по разделу:

Прогнозируемый дебит скважин по газу - 30,00 тыс. м^3/сут;

Протяженность газопроводов-шлейфов – №135 - 4,653 км; №136 - 1,986 км.

6.2.4 Дорожная часть

К площадкам скважин запроектированы подъездные автодороги по кратчайшему расстоянию. Подъезды обеспечивают перевозку вспомогательных и хозяйственных грузов, проезд пожарных, ремонтных и аварийных машин и отнесены к служебным автомобильным дорогам по СН РК 3.03.22-2013, СП РК 3.03-101-2013 «Промышленный транспорт».

Автомобильные дороги запроектированы с учётом их функционального назначения и характера застройки в соответствии с действующими требованиями СН РК 3.03-22-2013, СП РК 3.03-122-2013 «Автомобильные дороги». Подъезды к скважинам запроектированы по нормам меж площадочных дорог IV-в категории. Тип дорожной одежды и категория приняты согласно и аналогично существующим автодорогам на месторождении, относящимся к IV-в категории по СП РК 3.03-122-2013 с гравийным покрытием, согласно топосъемке и техническому заданию.

К площадкам скважин запроектированы подъездные автодороги по кратчайшему расстоянию. Подъезды обеспечивают перевозку вспомогательных и хозяйственных грузов, проезд пожарных, ремонтных и аварийных машин и отнесены к служебным автомобильным дорогам по СН РК 3.03.22-2013, СП РК 3.03-101-2013 «Промышленный транспорт».

Автомобильные дороги запроектированы с учётом их функционального назначения и характера застройки в соответствии с действующими требованиями СН РК 3.03-22-2013, СП РК 3.03-122-2013 «Автомобильные дороги». Подъезды к скважинам запроектированы по нормам меж площадочных дорог IV-в категории. Тип дорожной одежды и категория приняты согласно и аналогично существующим автодорогам на месторождении, относящимся к IV-в категории по СП РК 3.03-122-2013 с гравийным покрытием, согласно топосъемке и техническому заданию.

Расчетные скорости движения специализированных автотранспортных средств приняты в соответствии с технологическими требованиями данного производства 30 км/ч.

Основные технические параметры дорог

Подъездная автодорога для подъезда к площадкам бурения скважины №135,136 запроектирована по СН РК 3.03-22-2013 IV-в категории, как обеспечивающая перевозку вспомогательных и хозяйственных грузов.

Основные технические параметры приведены в таблице

Таблица№11

№пп	Наименование	Ед. Изм.	По СП РК 3.03-122-2013	Принято в проекте	Категория дороги.
1.	Расчётная скорость	км/ч	30	30	IV-в
2.	Ширина земляного полотна	м	6,5	6,5	
3.	Ширина проезжей части	м	4,5	4,5	
4.	Наименьший радиус кривых				
5.	в плане	м	30	170	
6	Наименьший радиус кривых в продольном профиле:				
	выпуклых	м	600	-	
	вогнутых	м	600	-	
7.	Наибольший продольный уклон	‰	60	-	

Земляное полотно

Земляное полотно запроектировано в насыпи. Проектом предусмотрена отсыпка насыпи земляного, из грунтового карьера, автовозкой. Дальность транспортировки грунта -35 км.

Заложение откосов, насыпи, подъездной автодороги к площадке для скважины №135 принято 1:3,

Заложение откосов, насыпи, подъездной автодороги к площадке для скважины №136 заложение откоса принято 1:3 .

Ширина земляного полотна автодорог принята 6,5 м.

Поперечный уклон проезжей части и обочин принят 50‰ в соответствии с СН РК 3.03-22-2013 п.5.29. Коэффициент относительного уплотнения земляного полотна принят 0,95 в соответствии с СП РК 3.03-101-2013 табл. П.3.14.

Уплотнение производится катками на пневмоколёсном ходу весом 25 т, толщиной уплотняемого слоя 30 см за 6 проходов по одному следу. Коэффициент уплотнения земляного полотна принят 0,95 в соответствии с СП РК 3.03-101-2013 табл.7.2.2.

Грунт для отсыпки земляного полотна должен соответствовать требованиям СП РК 3.03-101-2013. Подсчёт объёма земляных работ выполнен с учетом поправки на дорожную одежду.

Дорожная одежда

Подъезды запроектированы с покрытием, дорожная одежда низшего типа Конструирование и расчет дорожной одежды произведен исходя из наличия дорожно-строительных материалов, интенсивности движения и инженерно-геологических условий в соответствии с СН РК 3.03-22-2013 «Промышленный транспорт», СП РК 3.03-101-2013, СН РК 3.03-04-2014 «Проектирование дорожных одежд нежесткого типа», и типовыми строительными конструкциями, изделиями и узлами серии 3.503-7/88.

Дорожная одежда принята переходного типа из гравийно-песчаной смеси шириной –4.5 метров;

поперечный уклон проезжей части 30‰ и обочин принят 50‰ (СП РК 3.03-101-2013).

Устройство покрытия из щебеночно-гравийно-песчаной смеси, ГОСТ 25607-94*толщиной – 12 см.

Примыкание

Примыкание запроектировано по типовому проекту 503-0-51.89 «Пересечения и примыкания дорог в одном уровне». Закругления кромок осуществляются по круговой кривой. Конструкция дорожной одежды в пределах кривой принята по типу проектируемой дороги. На примыкании расчетную скорость движения транспортных средств, следует уменьшать до 15 км/час. Примыкание к площадкам проектируемых скважин радиусом 15 метров.

Примыкание к а/дорогам ранее запроектированных или запроектированных этим проектом радиусом закругления R 20 метров по оси.

Обустройство дорог

Проектные решения по обустройству дороги направлены на организацию безопасного движения транспортных средств, и выполняются с соблюдением

требований СТ РК 1412-2017 «Технические средства организации дорожного

движения. Правила применения дорожных знаков, разметки, светофоров, дорожных ограждений и направляющих устройств».

Для обеспечения нахождения месторасположения скважин на примыканиях

автодорог предусмотрена установка дорожных знаков 5.21.1, 5.21.2, который

указывает наименование объекта. Знаки устанавливают справа (по ходу движения транспорта) от проезжей части, вне обочины.

Класс морозостойкости обозначает количество циклов заморозки и оттаивания. Чаще всего М200 способен пережить 100 циклов.

Таблица №12

Технико-экономические показатели

№№ п.п.	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение	Примечание
1	2	3	4	5
1	Категория улицы.		IV-в	
2	Строительная длина дороги.	км	1,28	
3	Расчетная скорость движения	км/час	30	
4	Количество полос движения.	шт.	1	
5	Ширина полосы движения.	м	2,25	
6	Ширина проезжей части.	м	4,5	
7	Ширина земполотна	м	6,5	
8	Дорожное покрытие.		ЩГПС	

6.2.5 Инженерное обеспечение, сети и системы

Электротехнические решения

Раздел - технически несложный II (нормального) уровня ответственности.

Внешнее электроснабжение

Электроснабжение объектов предусмотрено от РУ-0,4 кВ запроектированных комплектных трансформаторных подстанций типа КТП-10/0,4 кВ (2 комплекта) с силовыми трансформаторами мощностью по 25 кВА.

На основании технических условий на электроснабжение от 17.09.2020 г., выданными ТОО СП «Амангельды Газ» подключение КТП-10/0,4 кВ со стороны высокого напряжения предусмотрено:

- для скважины № 135 от существующей опоры ВЛ-10 кВ № 10 скважины №131;
- для скважин № 136 от существующей опоры ВЛ-10 кВ № 5 скважины №105.

Предусмотрено строительство ВЛ-10 кВ:

- для скважины № 135 от существующей опоры ВЛ-10 кВ № 10 скважины №131 до РУ-10 кВ запроектированной КТП с подвеской проводов марки АС сечением 50 мм² протяженностью 1,350 км по железобетонным опорам со стойками СВ105;

- для скважин № 136 от существующей опоры ВЛ-10 кВ № 5 скважины №105 до РУ-10 кВ запроектированной КТП с подвеской проводов марки АС сечением 50 мм² протяженностью 0,215 км по железобетонным опорам со стойками СВ105.

Для устройства ответвлений на существующих промежуточных опорах ВЛ-10 кВ предусматривается устройство ответвления УОП.

Предусматривается установка РЛНД-10 кВ на первых проектируемых опорах и на концевых опорах.

Внутриплощадочные сети электроснабжения

Подключение установок на объекте выполнено к РУ-0,4 кВ запроектированной КТП-10/0,4 кВ кабельными линиями марки ВБбШв-1 кВ расчетных сечений, проложенными в траншее на глубине 0,7-0,8 м от планировочной отметки земли под засыпку грунтом. Протяженность проектируемых кабельных линий для скважины № 135 составляет 0,163 км, в том числе для подключения опор наружного освещения – 0,052 км. Протяженность проектируемых кабельных линий для скважины № 136 составляет 0,163 км, в том числе для подключения опор наружного освещения – 0,052 км.

Наружное освещение

Для освещения территории и проектируемого оборудования предусматривается наружное освещение.

Электроосвещение площадки скважины осуществляется светодиодными консольными прожекторами, в пылевлагонепроницаемом исполнении, со светодиодными лампами мощностью 120 Вт, устанавливаемыми на прожекторных мачтах. Светильники устанавливаются на прожекторных опорах совместно с молниеприемниками.

Осветительная сеть выполнена кабелем марки ВБбШв-0,66 кВ расчетного сечения, проложенным в земле в траншее. Питание и управление наружным освещением, предусмотрено от фидера уличного освещения РУ-0,4 кВ КТП.

Учет электроэнергии предусмотрен общий на КТП 10/0,4 кВ.

Комплектная трансформаторная подстанция

Комплектная трансформаторная подстанция принята наружной установки силовым трансформатором с воздушным вводом 10 кВ и кабельным выходом типа КТП-25/10/0,4 кВ с вариантом РУ-0,4 кВ на автоматических выключателях.

Защита от перенапряжения и заземление.

Заземляющее устройство КТП-10/0,4 кВ выполнено общим для электроустановок напряжением 10 и 0,4 кВ.

Проектом предусматривается заземление КТП-10/0,4 кВ. Сопротивление заземляющего устройства КТПН должно быть не более 4 Ом. Контур заземления выполняется из круглой стали диаметром 16 мм длиной 5,0 м каждый и полосовой стали (горизонтальные электроды) размером 40х4 мм.

Молниезащита

Молниезащита предусмотрена II типа согласно СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений».

Классификация взрывоопасных зон определена в соответствии с требованиями ПУЭ Республики Казахстан.

Молниезащита оборудования на площадках скважин №135 №136 выполняется посредством установки молниеприемников на мачтах наружного освещения.

Молниеприёмники присоединяются к заземляющим устройствам, в качестве которых используются заземляющие устройства электроустановок, а при их отсутствии или невозможности их использования выполняются самостоятельные заземлители.

Также защита от прямых ударов молнии наружных установок с взрывоопасными зонами класса В-1г обеспечивается их присоединением к заземлителям.

Выполненное по нормам электробезопасности защитное заземление всех технологических установок и технологических трубопроводов обеспечивает также их защиту от вторичных проявлений молнии и защиту от статического электричества.

Защита от заноса высокого потенциала по внешним наземным или надземным коммуникациям осуществляется присоединением их к заземлителю защиты от прямых ударов молнии на входе в технологические площадки.

Основные технические показатели

Категория надежности электроснабжения	-	III.
Напряжение сети	-	10/0,4 кВ
Расчетная мощность (на каждую скважину)	-	5,6 кВт.
КТП-25/10/0,4 кВ	-	2 комплекта.
Протяженность ВЛ-10 кВ (скв. № 135)	-	1,350 км.
Протяженность ВЛ-10 кВ (скв. № 136)	-	0,215 км
Протяженность КЛ-0,4 кВ (на каждую скважину)	-	0,163 км.

Системы связи и сигнализации

Наружные сети связи

Проектом предусматривается прокладка оптического бронированного кабеля 4 волокон от здания АБК к щитам управления автоматикой скважин №135 и №136.

Кабель оптический бронированный 4 волокна ОКБ-Т 4 прокладывается в защитной полиэтиленовой трубе ЗПТ-50. Над кабелем укладывается сигнальная лента ЛСО-70. При пересечении с промысловыми автодорогами проектируемый кабель проложен в защитном футляре 273х6 мм. Переход через автомобильные дороги выполняется открытым способом.

Основные технические показатели:

Протяженность ОКБ-Т 4 (скв. №135)	-	4,657 км.
Протяженность ОКБ-Т 4 (скв. №136)	-	1,667 км.

Видеонаблюдение

Система видеонаблюдения предназначена для осуществления визуального обзора состояния площадки скважин №135, №136 и фиксации нарушения периметра площадок посторонними лицами.

Средствами системы видеонаблюдения обеспечивается реализация следующих функций: контроль за проникновением внутрь периметра территории, обзор площадок; визуальное отображение событий на мониторах видеонаблюдения; круглосуточный режим работы; архивация событий: видеозаписи, попытки вторжения, неисправности оборудования. В составе системы видеонаблюдения применяется следующее оборудование и материалы: скоростные поворотные камеры, с режимом работы день/ночь, блок питания типа DR-120-24; кабель КВП 2х2х0,5. Центральное оборудование систем теле и видеонаблюдения размещается в Диспетчерском пункте. Видеокамеры устанавливаются на оцинкованные опоры Серии "ОГК-Ф".

Кабели на площадке прокладываются в траншее в специальных пластиковых трубах. По трассам кабелей укладывается сигнальная лента. В соответствии с требованиями ПУЭ РК для аппаратуры и приборов выполняется заземление.

Электрохимическая защита

В соответствии с требованиями нормативных документов, защита проектируемых подземных трубопроводов от почвенной коррозии должна осуществляться нанесением защитных изоляционных покрытий наружной поверхности. В дополнение к защитным покрытиям для проектируемых газопроводов-шлейфов предусматривается выполнить также электрохимзащиту (ЭХЗ).

Электрохимзащита проектируемых выкидных линий газопроводов-шлейфов общей длиной 6,544 км выполняется от существующей станций катодной защиты УКХ-1, УКЗ-2. Для соединения дренажных кабелей, а так же контроля защитного потенциала сооружений

проектом предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов с электродами сравнения неполяризующийся типа ЭНЕС-1. Контрольно-измерительные пункты устанавливаются по трассе трубопровода с шагом 500-1000 м, в местах установки защитных футляров, в точке дренажа.

Защитные футляры трубопровода выкидной линии подключаются к защищаемому сооружению через диодно-резисторные блоки БДРМ. Кабельные дренажные линии выполнены медным кабелем на напряжение 1 кВ в ПВХ изоляции, прокладываемом в земле в траншее на глубине 0,7 м от уровня планировочной отметки грунта. Дренажные линии к трубопроводам подключены кабелем ВВГ сеч. 1х35 мм².

Автоматизация технологических процессов

Скважины №135, №136

Объем работ по системе автоматизации и контроля выполнен согласно техническому заданию, разделам ТХ, АС, ЭС и действующим нормативно-техническим документам Республики Казахстан.

Оперативный контроль за технологическим процессом осуществляется посредством контрольно-измерительных приборов имеющих сертификаты Республики Казахстан установленных на технологическом трубопроводе, по месту, а также из операторной УКПГ. Оперативный контроль состояния и управления технологическим процессом на скважине с передачей данных в систему SCADA на УКПГ осуществляется контроллером SIMATIC S7-1200, установленным в шкафу RTU-135 и RTU-136 по месту на площадке.

Связь между приборами КИП осуществляется кабелями с медными жилами типа МКЭКШВ. Типы кабелей выбраны согласно инструкций на прибор и способа прокладки. Кабели прокладываются в траншее на глубине 0,7 метров. При пересечениями с подземными коммуникациями и дорогами кабели прокладываются в защитных асбестоцементных трубах

Контрольно-измерительные приборы устанавливаются непосредственно на технологическом оборудовании по месту. Шкаф RTU установить по месту. Все приборы и броню кабелей заземлить.

В качестве заземляющего устройства используются устройства, предусмотренные в электротехнической части проекта.

Бобышки и защитные гильзы для монтажа приборов температуры и датчиков давления на технологических трубопроводах должны быть установлены до монтажа приборов, организациями, изготавливающими и монтирующими технологическое оборудование и трубопроводы.

Манифольд

Объем работ по системе автоматизации и контроля Выполнен согласно техническому заданию, разделам ТХ, АС, ЭС и действующим нормативно-техническим документам Республики Казахстан.

Оперативный контроль за технологическим процессом осуществляется посредством контрольно- измерительных приборов имеющих сертификаты Республики Казахстан установленных на технологическом трубопроводе, по месту, а также из операторной УКПГ. Оперативный контроль состояния и управления технологическим процессом сигналы манифольда передается на существующий шкаф операторной УКПГ.

Связь между приборами КИП осуществляется кабелями с медными жилами. Типы кабелей выбираются согласно инструкции на прибор и способа прокладки. Кабели прокладываются в траншее на глубине 0,7 метров. При пересечениями с подземными коммуникациями и дорогами кабели прокладываются в защитных асбестоцементных трубах.

Контрольно-измерительные приборы устанавливаются непосредственно на технологическом оборудовании по месту. Все приборы и броню кабелей заземлить.

В качестве заземляющего устройства используются устройства, предусмотренные в электротехнической части проекта.

Бобышки и защитные гильзы для монтажа приборов температуры и датчиков давления на технологических трубопроводах должны быть установлены до монтажа приборов, организациями, изготавливающими и монтирующими технологическое оборудование и трубопроводы.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

Основными мерами по предупреждению ЧС природного и техногенного характера являются:

- мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций;
- научные исследования, наблюдения, контроль обстановки и прогнозирование чрезвычайных ситуаций;
- гласность и информация в области чрезвычайных ситуаций;
- пропаганда знаний, обучение персонала в области чрезвычайных ситуаций;
- защитные мероприятия в области чрезвычайных ситуаций.

Основные принятые решения обеспечивают необходимые инженерно-технические мероприятия по чрезвычайным ситуациям техногенного и природного характера и учитывают следующее:

- размещение оборудования и решения по обеспечению взрывопожаробезопасности;
- герметизацию системы технологического режима;
- осуществление контроля с помощью контрольно-измерительных приборов;
- системы защиты от превышения давления;
- изоляция оборудования и трубопроводов;
- дренажи;
- систему пожаротушения.

Проектируемые сооружения размещены на безопасном расстоянии от существующих инженерных коммуникаций в соответствии с нормами.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию технологических аппаратов, узлов коммуникаций. Размещение запорной арматуры обеспечивает удобное и безопасное обслуживание.

Все технологические трубопроводы после монтажа будут подвергаться контролю сварных стыков и испытанию.

Все сооружения запроектированы с учётом требований по взрывопожаробезопасности.

В процессе эксплуатации месторождения Айракты ведется использование и хранение таких веществ как газоконденсат, химические реагенты (ингибиторы коррозии). Основными техническими решениями по обеспечению необходимой безопасности производственных процессов являются:

- размещение установок и объектов с учетом безопасных расстояний, указанных в соответствующих нормативных документах;
- осуществление надзора, с помощью контрольно-измерительных приборов;
- установка системы защиты от превышения давления;
- проведение работ по изоляции оборудования;
- установка продувочных свечей;
- установка дренажных систем;
- обеспечение нормативной документацией по охране труда и технике безопасности.

Основными, принятыми в проекте мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных, взрывопожароопасных веществ при производственных процессах являются:

- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов, а также фланцевых и резьбовых соединений оборудования;
- автоматизация и дистанционный контроль;
- размещение и складирование вредных и взрывопожароопасных веществ на открытых площадках на безопасном расстоянии от технологического оборудования и производственных помещений;
- применение оборудования, трубопроводов и приборов коррозионно - стойкого исполнения;
- обеспечение коррозионной защиты металлоконструкций.

Проектными решениями предусмотрены герметизированные системы сбора и транспорта нефти и газа. Технологические аппараты оснащены системами подвода пара для продувки перед ремонтом в целях достижения в них концентраций вредных и взрывоопасных веществ, не превышающих ПДК.

Технологические системы, их отдельные элементы, оборудование оснащены необходимыми средствами регулирования, блокировками, обеспечивающими их безопасную эксплуатацию. Предохранительные клапаны, установленные на технологическом оборудовании, снабжены калиброванными мембранами, строго соответствующие по материалу и толщине расчетным данным. На замерных установках установлены датчики температуры и давления, на дренажных емкостях датчики верхнего уровня. Также предусмотрено заземление и защита от коррозии. Защита аппаратов и оборудования, работающих под давлением, предусматривается установкой предохранительных клапанов, запорной арматуры, средств контроля, измерения и регулирования технологических параметров.

Газопроводы прокладываются из стальных бесшовных труб, соединенных сваркой.

Устья газодобывающих скважин имеют обваловку.

На рабочий проект получено согласование РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Жамбылской области» №KZ69VQR00024622 от 03.02.2021 года.

6.4 Оценка воздействия на окружающую среду

Заключение государственной экологической экспертизы №Н1-0006/21 от 29.04.2021 года на рабочий проект «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды», выдано РГУ «Департамент экологии по Жамбылской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии геологии и природных ресурсов Р.К.».

6.5 Оценка соответствия проекта санитарным нормам и гигиеническим правилам

Рабочим проектом предусматривается обустройство газодобывающих скважин и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды. Месторождение находится на территории Жамбылской области, в 170 км к северу от города Тараз. Проектными решениями предусматривается строительство новых сооружений обустройства месторождения, обеспечивающих дополнительную добычу, сбор и транспорт природного газа. Объем проектирования предусматривает обустройство площадки газодобывающих скважины №135, 136; площадки блока дозирования реагента; прокладка газопровода-шлейфа от скважин до существующего УКПГ, расширение манифольда с подключением дополнительных скважин на перспективу, электроснабжение проектируемых объектов; устройство подъездных дорог. Расположение сооружений принято согласно

технологической схемы с учетом розы ветров и санитарных требовании. Представлена ситуационная карта расположения объекта. Трудоемкие процессы в данном производстве отсутствуют. Выполнение строительно-монтажных и пусконаладочных работ ведётся в условиях действующего предприятия.

ИЗА в период строительных работ несут временный характер. Источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации проектируемых сооружений являются продувочные свечи, фланцевые соединения на площадках скважин. По анализам проведенного расчета не выявлено превышения приземных концентраций по всем загрязняющим веществам на границе СЗЗ, приземные концентрации не превышают 1 ПДК. Месторождение Амангельды является действующим месторождением, согласно санитарно-эпидемиологического заключения на проект нормативов ПДВ загрязняющих веществ от 13.12.2016г за N H.09.X.KZ24VBS00052373, выданное Таласским районным управлением ЗПП, установлена санитарно-защитная зона размером 1000м, I класс опасности. Проектируемые объекты находится на значительном удалении от населенных пунктов, ближайший населенный пункт - село Уюк находится в 60 км к югу от месторождения Амангельды. В проекте предусмотрены мероприятия, исключающие загрязнения атмосферного воздуха, водных ресурсов, загрязнения компонентов окружающей природной среды отходами производства и потребления, снижения нагрузки на почвенный покров, воздействие физфакторов. Определены мероприятийя по снижению шума, соблюдению радиационной безопасности, мероприятия по проведению производственного контроля.

Питьевые нужды рабочих на участке строительства будут обеспечиваться привозной бутилированной водой. Также для рабочих на участке проведения строительных работ предусматриваются биотуалеты. Представлены расчеты водопотребления и водоотведения, нормативы размещения отходов производства и потребления. На территории существующего вахтового поселка предусмотрена система хозяйственно-питьевого водоснабжения, хоз-бытовые сточные воды сбрасываются в водонепроницаемый септик, по мере накопления вывозится спецавтотранспортом в собственные очистные сооружения ТОО «Амангельды Газ». Все работающие обеспечиваются спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты. Бытовое и медицинское обслуживание предусматривается в вахтовом поселке месторождения.

6.6 Организация строительства.

Раздел «Организация строительства» разработан на основании рабочих чертежей, в соответствии с требованиями СН РК 1.03-00-2011 «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений».

На строительной площадке проектом организации строительства предусмотрены инвентарные здания (административные, санитарно-бытовые) и производственные площадки складского, вспомогательного и бытового назначения для нужд строительства, с учётом выполнения максимального объема работ вне строительной площадки, путем поставки материалов и конструкций с предприятий строительной индустрии Республики Казахстан.

Расчет продолжительности строительства и расчет задела по годам выполнены согласно СП РК1.03-102-2014 «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений». Часть 2. Б.1.5 «Магистральный трубопроводный транспорт», таблицы 5.1.1. пункта 3 «Промысловые трубопроводы». Продолжительность строительства составляет 2,0 месяцев: в том числе: подготовительный период 1,0 месяц. Строительство ведется методом совмещения работ и параллельного строительства.

Начало работ запланировано на третий квартал 2021 года (письмо ТОО «Амангельды Газ» №2-21-340 от 27.04.2021 года).

Распределение инвестиций по годам строительства:
На 2021 год - 100%.

6.7 Сметная документация.

Сметная документация разработана в соответствии с Государственным нормативом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, утвержденным приказом Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства Министерство по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 14 ноября 2017 года №249-нқ, на основании государственных сметных нормативов и принятых проектных решений.

Постэкспертная сметная стоимость строительства подлежит утверждению заказчиком и является основанием для определения лимита средств, при реализации проектов за счет государственных инвестиций в строительство в соответствии с пунктом 17 Государственного норматива по определению сметной стоимости в Республике Казахстан.

Сметная документация составлена ресурсным методом с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 2021.1.1) по выпуску сметной документации в текущих ценах 1 квартала 2021 года, в связи с приказами Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан № 140-нк от 11.12.2019 г. и № 172-нк от 10.12.2020 г. "Об утверждении нормативных документов по ценообразованию в строительстве и сметным нормам», утверждающим вводящим в действие с 05 января 2021 года.

При составлении смет использованы:

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2019, Изменения и дополнения Выпуск 20;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтажные работы ЭСН РК 8.04-02-2019, с учетом изменений и дополнений выпуск 20;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на ремонтно-строительные работы ЭСН РК 8.05-01-2019, с учетом изменений и дополнений выпуск 20;

сборники сметных цен в текущем уровне на строительные материалы, изделия и конструкции ССЦ РК 8.04-08-2020 год (Выпуск 1) (17 сборников);

сборник сметных цен в текущем уровне на эксплуатацию строительных машин и механизмов СЦЭМ РК 8.04-11- 2020. 2021 год;

сборник сметных цен в текущем уровне на перевозки грузов для строительства СЦПГ РК 8.04-12-2020. Отдел 1 Автомобильные перевозки 2021 год;

СЦПГ РК 8.04-12-2020 «Сборник сметных цен на перевозки грузов железнодорожным транспортом» Отдел 2 Железнодорожные перевозки 2021 год;

сборник сметных цен в текущем уровне на инженерное оборудование объектов строительства ССЦ РК 8.04-09-2021 год;

укрупненные сметные нормативы Республики 8.02-04-2018 «Сборники укрупненных показателей стоимости строительства зданий и сооружений. Объекты непроизводственного назначения» (17 сборников);

укрупненные сметные нормативы Республики Казахстан 8.02-03-2020 «Сборники укрупненных показателей сметной стоимости конструктивов и видов работ» (16 сборников);

перечень оборудования, материалов и изделий, с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденный Заказчиком ТОО «Амангельды Газ» от 18 мая 2021 года, согласно пункту 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пунктам 61, 62, 65, 66, 67 Нормативного документа по определению сметной стоимости строительства в Республике

Казахстан, приказ КДС и ЖКХ МИР РК от 14 ноября 2017 года №249-нқ, на основании основного и альтернативного вариантов;

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

накладные расходы, определённые в соответствии с Государственным нормативом по определению величины накладных расходов в строительстве (приложение 2 к приказу от 14 ноября 2017 года №249-нқ);

сметная прибыль в размере 8% от суммы прямых затрат и накладных расходов (приложение 2 к приказу от 14 ноября 2017 года №249-нқ);

средства на непредвиденные работы и затраты в размере 2% от стоимости строительно-монтажных работ по главам 1-9 сметного расчета стоимости строительства (п. 72, приложение 1 к приказу от 14 ноября 2017 года №249-нқ);

затраты на строительство временных зданий и сооружений (НДЗ РК 8.04-05-2015) с учетом изменений и дополнений выпуск 11;

дополнительные затраты на производство строительно-монтажных работ в зимнее время (НДЗ РК 8.04-06-2015) с учетом изменений и дополнений выпуск 11.

Сметная стоимость строительства определена в ценах 2021 года, с учетом норм задела объема инвестиций, установленного согласно Прогноза социально-экономического развития Республики Казахстан на 2018-2022 годы протокол №33 от 28 августа 2018 года.

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере, установленном законодательством Республики Казахстан на период, соответствующий периоду строительства, от сметной стоимости строительства.

Мониторинг цен в строительстве

Доля казахстанского содержания материалов, изделий и оборудования использованного в рабочем проекте «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды» составляет 91,39%.

Таблица №13

Основные экономические показатели

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели	
			заявленные	рекомендуемые к утверждению
1	2	3	4	5
1.	Сметная стоимость строительства в текущих ценах 2021 г. в том числе: СМР, оборудование, прочие в том числе: скв.135 скв.136. монифольд	млн.тенге	285,739 216,795 22,348 46,596 - - -	222,360 166,675 13,345 42,340 122,263 76,150 23,947
2.	Продолжительность строительства	месяц	2,0	2,0

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Дополнения и изменения, внесенные в рабочий проект в процессе экспертизы:

В процессе рассмотрения по замечаниям Департамента по Жамбылской области филиала РГП «Госэкспертиза» по Южному региону в рабочий проект «Обустройство

скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды» внесены следующие изменения и дополнения.

Генплан

1) таблица ТЭП выполнена на каждую скважину;

Технологическая часть (ТХ)

2) для основного комплекта рабочих чертежей, принята марки ТХ (Технологические решения), приложение А, таблица А.1, ГОСТ 21.101-97; раздел 1, п.1.2, ГОСТ 21.401-88;

3) в состав общих данных, включены, ведомость технологических узлов, таблица, характеристики трубопроводов, сведения по расходам (дебиты) добываемого количество газа из скважин, раздел 2, таблицы, форма 1, форма 2, ГОСТ 21.401-88; раздел 2, ВСН 51-3-85; п.4.25, п.4.2.9, ГОСТ 21.101-97;

4) определен, уровень ответственности объекта, согласно требования нормативов, приказ №165 МНЭ РК от 28.02.15 г.;

5) проект согласован, заказчиком, получено согласование в области промышленной безопасности, п.17, задание не проектирование; п.7.5, СН РК 1.02-03-2011 с изм. от 03.03.2020 г.;

6) состав и содержание общих указании, дополнена, кратким описанием работ по обустройству площадок скважин и технологического процесса добычи, про расширения манифольда УКПГ и т.д., п.9.3.6, СН РК 1.02-03-2011 с изм. от 03.03.2020 г.;

7) листы «Общих данных» (1, 2) именованы, согласно требования нормативов, указаны, наименование чертежа (ситуационная схема), ситуационная схема откорректирована, п.9.4.1, СН РК 1.02-03-2011; п.2.1, ГОСТ 21.401-88;

8) технологическая схема площадки устья газовой скважины, предусмотрены, штуцера подключения агрегата для пропарки шлейфов, узлы очистки от конденсата и механических примесей, узел подачи и ввода ингибитора гидратообразования, согласно требования нормативов, п.2.17, п.2.19, п.2.20, п.2.60, п.2.61, п.2.241, ВНТП 3-85;

9) предусмотрены меры по пожарной безопасности площадки расположения газовых скважин (щит пожарный), раздел 6, ВНТП 3-85; п.12, задание на проектирование;

10) на планах газопроводов-шлейфов, указаны диаметры газопроводов, размерные привязки газопроводов к существующим сооружениям (опоры ВЛ, площадки существующих скважин), на топографической основе, и на профилях, обозначены и указаны, данные существующих сооружении, газопроводов-шлейфов (диаметр, глубина заложения), раздел 3, ГОСТ 21.610-85*;

11) чертежи по расширению манифольда УКПГ, откорректированы, согласно замечаниям,

12) раздел 3, ГОСТ 21.610-85*; приложение 4, ГОСТ 21.401-88;

13) спецификации оборудования и материалов, включены: объемы по испытанию оборудования и трубопроводов; количество стыков подлежащих контролю, объемы земляных работ при прокладке подземных газопроводов, п.1.2, ГОСТ 21.610-85*;

Дорожная часть.

14) в пояснительной записке приведены технико-экономические показатели подъездных дорог согласно приложение Ж1 СН РК 1.02-03-2011;

15) в пояснительной записке приведен раздел «Основные технические нормативы дорог»;

16) проектируемая дорога примыкает к существующей внутрипромысловой дороге принадлежащий ТОО «Амангельды Газ»;

17) тип дорожной одежды и категория приняты согласно и аналогично существующим автодорогам на месторождении, относящимся к IV-в категории по СП РК 3.03-122-2013 с гравийным покрытием, согласно топосъемке и техническому заданию;

18) в пояснительной записке приведены разделы: -продольные и поперечные профили, приведены длина проектируемых дорог;

19) боковики продольных и поперечных профилей выполнены согласно ГОСТ 21.701-2013;

20) при возведения земляного полотна не достающий грунт привозится на расстоянии 35км письмо от 26.04.21 г №2-21-329;

21) конструкция дорожной одежды обоснована в общей поясни тельной записке;

22) конструкция дорожной одежды согласована с заказчиком;

23) расчет дорожной одежды приняты согласно типовому проекту;

24) согласно СП РК 3.03-101-2019 приведено наименьшее возвышение покрытия над источником увлажнения;

25) при разработке РП соблюдены условия табл.4 СП РК 3.03-101-2019;

26) высота земляного полотна принята согласно отчета климатологии с учетом снежного заноса;

27) для монолитного бетона приведена морозостойкость, согласно таблице 7 СП РК 3.03-103-2014 и отчета по климатологии;

Электротехнические решения

Электроснабжение. Скважина №135

28) указан уровень ответственности в соответствии с «Правилами определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или технологически сложным объектам», утвержденных приказом №165 от 28 февраля 2015 г. Министерства Национальной экономики Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 20.12.2016 г.);

29) согласно раздела 3 ТП 3.407.1-143 выпуск 1 по условиям механической прочности сечения провода для 3-го района по гололеду выбран провод сечением не менее 50 мм²;

30) приведено в соответствие с разделом ГП места расположения зданий и оборудования;

31) ЭС-3, ЭС-7. В экспликации опор ВЛ-10 кВ откорректировано количество опор;

32) ЭС-4. Кабельный журнал. Приведена в соответствие нумерация кабелей на плане с кабельным журналом;

33) спецификация оборудования откорректирована после внесенных изменений;

34) пояснительная записка. Текст пояснений откорректирован согласно внесенным изменениям.

Электроснабжение. Скважина №136

35) предоставлены технические условия на подключение скв.№136 б/н от 17.09.2020 г., выданными ТОО «Амангельды Газ»;

36) согласно раздела 3 ТП 3.407.1-143 выпуск 1 по условиям механической прочности сечения провода для 3-го района по гололеду выбран провод сечением не менее 50 мм²;

37) ЭС-4. Кабельный журнал. Приведена в соответствие нумерация кабелей на плане с кабельным журналом;

38) спецификация оборудования откорректирована после внесенных изменений;

Автоматизация технологических процессов

Скважины №135, №136

39) после корректировки чертежей по замечаниям экспертов смежных разделов внесены изменения в данный раздел;

40) АТХ-9. Приведены в соответствие с разделом ГП места расположения зданий, шкафов и оборудования;

41) АТХ-10. Откорректирована прокладка кабелей согласно корректировки чертежей по вышеуказанным замечаниям;

42) спецификация оборудования откорректирована после внесенных изменений.

Манифольд

43) после корректировки чертежей по замечаниям экспертов смежных разделов внесены изменения в данный раздел;

44) спецификация оборудования откорректирована после внесенных изменений;

45) пояснительная записка. Выполнены пояснения по разделу АТХ манифольд в ОПЗ;

Наружные сети связи

46) после корректировки чертежей по замечаниям экспертов смежных разделов внесены изменения в данный раздел;

47) НСС-2. Указан масштаб трассы ВОЛС;

48) кабельный журнал- выполнены условия прокладки кабеля;

49) спецификация оборудования откорректировать после внесенных изменений;

50) предоставлены чертежи по ЭХЗ (электрохимическая защита) стальных трубопроводов от коррозии при прокладке в земле.

Видеонаблюдение. Скважины №135, №136

51) после корректировки чертежей по замечаниям экспертов смежных разделов внесены изменения в данный раздел;

52) ВН-4.Откорректирована установка камеры видеонаблюдения на площадке;

53) места установки камеры видеонаблюдения согласовано с заказчиком;

54) спецификация оборудования откорректирована после внесенных изменений;

СЭС

55) внесены изменения в раздел «Охрана окружающей среды»;

56) учтены требования действующих санитарных правил;

ПОС

57) приложено письмо ТОО «Амангельды Газ» №2-21-340 от 27.04.2021 года, о начале строительства в 3-ем квартале 2021 года;

58) в разделе «Продолжительность строительства» разбивка по годам строительства в процентном отношении принята согласно начала строительства по письму заказчика и продолжительности строительства;

59) расчет «Потребности в рабочих кадрах» принята согласно трудозатрат из сметной документации и продолжительности строительства при работе в 1,5 смены, СН РК 1.03-01-2016. Общие положения пункт 5,3;

60) расчет «Потребности во временных зданиях и сооружениях» принят согласно графика потребности в рабочих кадрах, у Вас принято на 5 человек, обосновать у Вас площадь медпункта больше чем гардеробная на всех рабочих и т. д.

61) согласно письма ТОО «Амангельды Газ» №2-21-372 от 13.05.2021 года, в сметной документации командировочные расходы не предусмотрены;

62) приложено письмо ТОО «Амангельды Газ» от 26 апреля 2021 года №2-21-329 на перевозку недостающего грунта;

63) письмо ТОО «Амангельды Газ» №2-21-376 от 17 мая 2021 года на перевозку инертных материалов

64) приложен стройгенплан с указанием размещения на площадке временных зданий и складских помещений.

65) после корректировки рабочего проекта, откорректированы технико-экономические показатели;

Сметная документация

66) затраты на стоимость экспертизы проектно-сметной документации приняты по расценкам, утвержденным приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан № 780 от 21.12.2015 года согласно договора о государственных закупках работ №01-0403 от 11.03.2021 года;

67) затраты на ПИР приняты по смете на ПИР;

68) согласно задания на проектирование от 15.09.2020 года пункт 15: сметная документация выполнена отдельно для скважин 135, 136 и расширение манифольда, а затем составлена общая сводку затрат;

69) на сводном и сметном расчете поставили дату согласования, в локальных сметах поставили фамилию исполнителя и подписали исполнителем;

70) к сметной документации приложена пояснительная записка;

71) согласно задания на проектирование от 15.09.2020 года пункт 15: при составлении сметной документации учтена балансовая стоимость материалов и оборудования, имеющихся на складах заказчика и планируемых к использованию при обустройстве скважин;

72) согласно письма ТОО «Амангельды Газ» №2-21-372 от 13.05.2021 года, в сметной документации командировочные расходы не предусмотрены;

73) стоимость материалов и оборудования, которые есть в нормативной базе приняты по базе, вместо прайс-листов;

74) согласно письма ТОО «Амангельды Газ» №2-21-321 от 21 апреля 2021 года в сметной документации учтен монтаж материала и оборудования поставки заказчика, без стоимости;

75) категория грунта при разработке принята согласно инженерно-геологических изысканий;

76) сметную документацию привели в соответствие с откорректированными рабочими чертежами и замечаниями экспертизы.

7.2 Оценка проектных решений

В соответствии с Правилами определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам, утвержденным приказом Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 28.02.2015 года №165, разработчиком проекта установлен I повышенный уровень ответственности.

Рабочий проект разработан в необходимом объеме, в соответствии с требованиями задания на проектирование и техническим условиям.

Состав и комплектность представленной части рабочего проекта соответствуют требованиям СН РК 1.02-03-2011* «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».

Материалы инженерных изысканий содержат все необходимые данные для разработки рабочего проекта и соответствуют требованиям СП РК 1.02-105-2014.

Проектные решения выполнены согласно:

СНиП РК 3.05-09-2002 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;

СТ РК 1916-2009 «Промышленность нефтяная и газовая. Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию»;

ПБ 03-108-96 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;

ВСН 51-2.38-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»;

ПУЭ РК «Правила устройства электроустановок»;

СН РК 2.04-01-2011 «Естественное и искусственное освещение»;

СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;

ВСН 51-2.38-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»;

СН РК 3.03.22-2013, СП РК 3.03-101-2013 «Промышленный транспорт»;

СН РК 3.03-22-2013, СП РК 3.03-122-2013 «Автомобильные дороги»;

СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений»;

СН РК 2.01-01-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии»;

СП РК 1.03-102-2014 «Продолжительность строительства и задел в строительстве, предприятий, зданий и сооружений часть II».

СН РК 1.03-05-2011 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».

Сметная документация соответствует нормативным документом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, утвержденным приказом Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 14 ноября 2017 года № 249-нқ.

Оценка воздействия на окружающую среду к рабочему проекту «Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды» принята согласно заключения государственной экологической экспертизы №H1-0006/21 от 29.04.2021 года на рабочий проект.

Проектные решения не противоречат требованиям санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные приказом Министра национальной экономики РК №237 от 20 марта 2015 года, "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности" утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 236, «Санитарно-эпидемиологические требования к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктов», утвержденные Приказом Министра национальной экономики РК от 28.02.2015 года №168, «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 169, "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления" утвержденный приказом и.о. Министра здравоохранения РК от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020.

Строительные конструкции и материалы приняты отечественных товаропроизводителей в соответствии с реализацией государственной программы увеличения доли казахстанского содержания. Материалы и оборудование, используемое для строительства, должны быть сертифицированы, и соответствовать стандартам Республики Казахстан.

Принятые решения, с учетом внесения изменений по п. 7.1, соответствуют государственным нормативным требованиям по санитарной, экологической, противопожарной, производственной безопасности, функциональному назначению объекта.

Таблица №14

Основные технико-экономические показатели по рабочему проекту

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели	
			заявленные	рекомендуемые к утверждению
1.	2	3	4	5
1.	Прогнозируемый дебит скважин по газу	тыс.м^3/сут	30,0	30,0
2.	Протяженность газопроводов-шлейфов скв №135	км	4,653	4,653
3.	Протяженность газопроводов-шлейфов скв №136	км	1,986	1,986

4.	Сметная стоимость строительства в текущих ценах 2021 г. в том числе: СМР, оборудование, прочие в том числе: скв.135 скв.136. монифольд	млн.тенге	 285,739 216,795 22,348 46,596 - - -	 222,360 166,675 13,345 42,340 122,263 76,150 23,947
5.	Продолжительность строительства	месяц	2,0	2,0

8. ВЫВОДЫ

8.1 С учетом внесенных по замечаниям и предложениям экспертизы изменений и дополнений рабочий проект **«Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды»** соответствует требованиям законодательных актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется к утверждению в установленном порядке со следующими основными технико – экономическими показателями:

Прогнозируемый дебит скважин по газу	30,0	тыс.м^3/сут
Протяженность газопроводов-шлейфов – №135	4,653	км
Протяженность газопроводов-шлейфов – №136	1,986	км
Сметная стоимость строительства в текущих ценах 2021 года:	222,360	млн.тенге
в том числе: СМР,	166,675	млн.тенге
оборудование,	13,345	млн.тенге
прочие	42,340	млн.тенге
Продолжительность строительства	2,0	мес.

8.2 Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована ТОО "Амангельды Газ" в соответствии с условиями договор № 01-0403 от 11.03.2021 года.

8.3 При представлении на утверждение и выдаче на производство работ рабочий проект подлежит проверке на соответствие его с настоящим заключением экспертизы.

8.4 Заказчику при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных производителей.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

8.1 Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып**, «Амангелді кен орнының КГДҚ манифольдын кеңейту және № 135, 136 ұңғымаларын жайластыру»** жұмыс жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын нормативтік құқықтық ақтілер мен мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келетіндіктен, белгіленген тәртіпте төмендегі негізгі техникалық экономикалық көрсеткіштермен бекітуге ұсынылады:

Болжамдалған газ ұңғымасы дебеті	30,0	мың м^3/тәул
Газ құбырлары мен ілмектердің ұзындағы № 135	4,653	шақырым
Газ құбырлары мен ілмектердің ұзындағы № 136	1,986	шақырым
Құрылыстың 2021 жылғы ағымдағы бағадағы		

сметалық құны	222,360	млн.тенге
оның ішінде: құрылыс-монтаж жұмыстары,	166,675	млн.тенге
жабдықтар,	13,345	млн.тенге
тағы басқалары	42,340	млн.тенге
Құрылыстың ұзақтығы	2,0	ай

8.2 Осы сараптама қорытындысы жобалау үшін тапсырыс беруші бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 11.03.2021 жылдағы №01-0403 шарттың талаптарына сәйкес «Амангельді Газ» ЖШС кепілдік етеді.

8.3 Жұмыс жобасы бекітуге және жұмыс өндірісіне рұқсат берген кезінде сараптаманың осы қорытындысына сәйкес екердігі тексерілуі тиіс.

8.4 Тапсырыс беруші құрылыс жүргізу барысында отандық өндірушілердің құрал-жабдықтарын, материалдарын және конструкцияларын барынша көп қолдануы қажет.

Мыктыбаев Ж.С.

Директор

Филиал РГП «Госэкспертиза» по Южному региону

Курбанбаев Е.А.

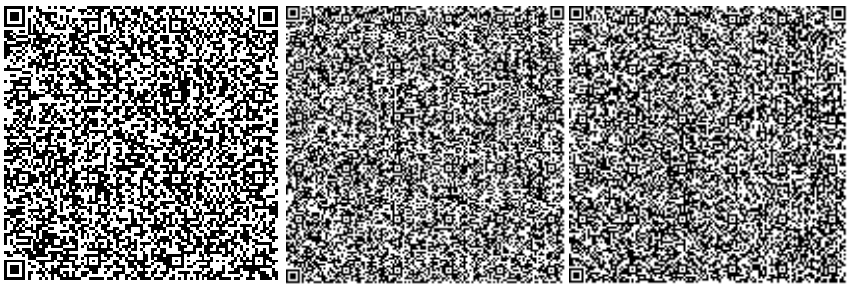
Директор департамента

Филиал РГП «Госэкспертиза» по Южному региону

Сыдык Ж.К.

Начальник производственного отдела

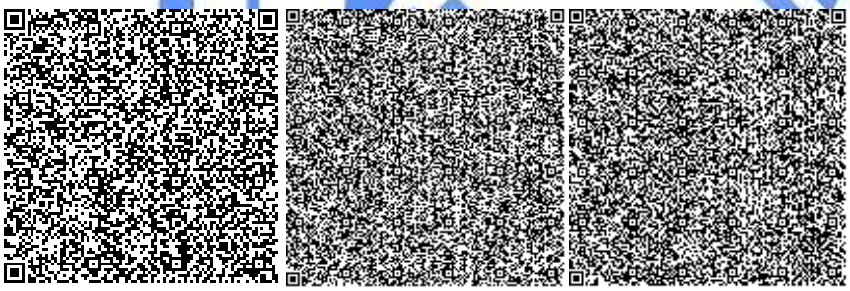
Филиал РГП «Госэкспертиза» по Южному региону



Жаксыбаева К.Д.

Эксперт

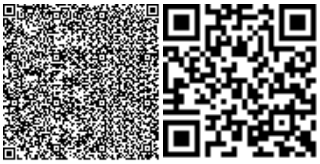
Филиал РГП «Госэкспертиза» по Южному региону

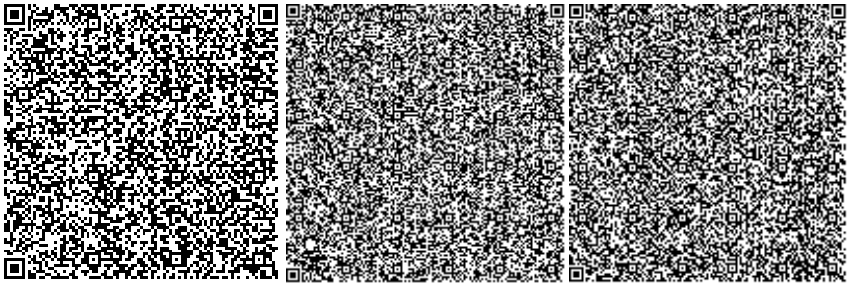


Ибраев Б.Ж.

Главный специалист (по рассмотрению ценовых предложений по сметной документации)

Филиал РГП «Госэкспертиза» по Южному региону

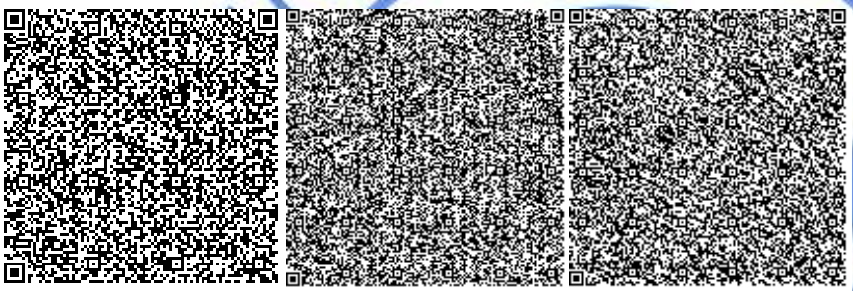




Найденова Г.И.

Эксперт

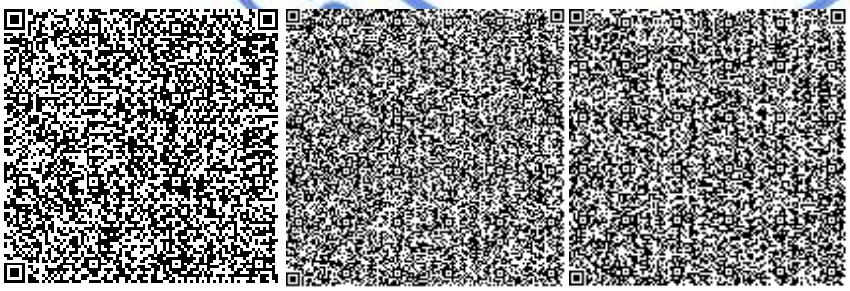
Филиал РГП «Госэкспертиза» по Южному региону



Сулеева Г.А.

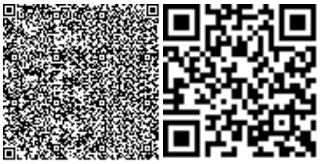
Эксперт

Филиал РГП «Госэкспертиза» по Южному региону

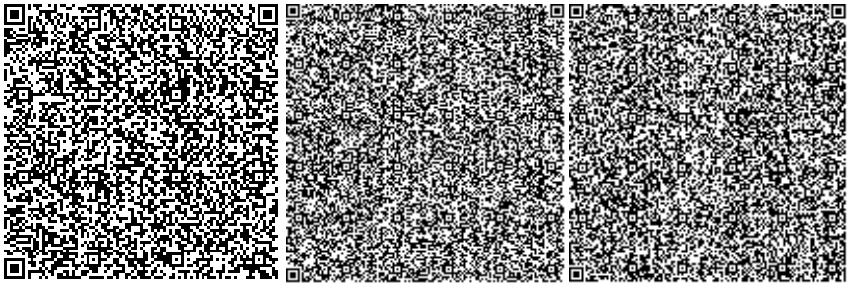


Исраилов Я.И.

Эксперт



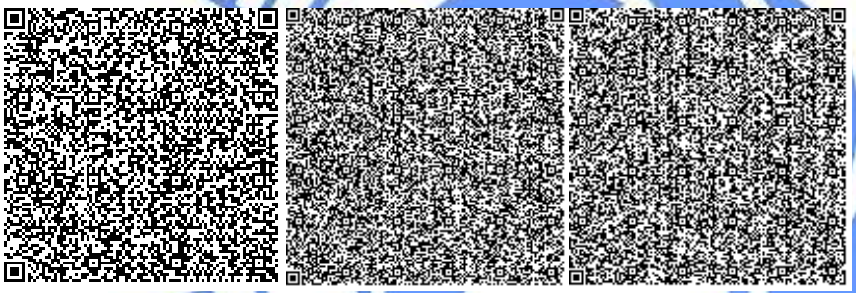
Филиал РГП «Госэкспертиза» по Южному региону



Мурзабаева Т.С.

Эксперт

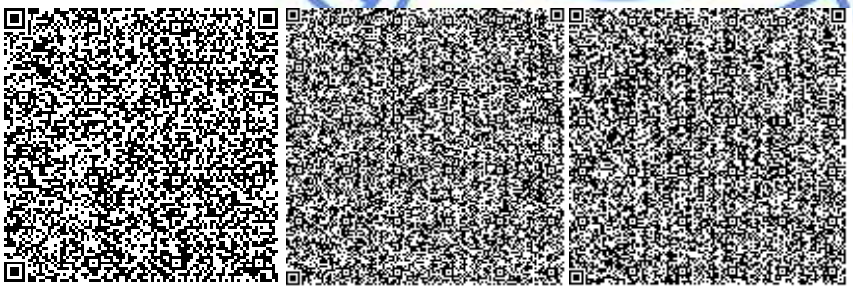
Филиал РГП «Госэкспертиза» по Южному региону



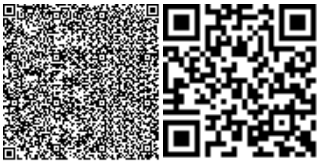
Лоншакова Г.В.

Эксперт

Филиал РГП «Госэкспертиза» по Южному региону

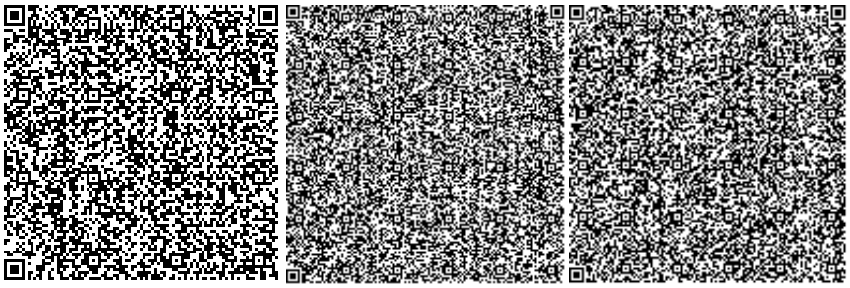


Абдуллина Г.А.



Ведущий специалист (оформление и выпуск ЭЗ)

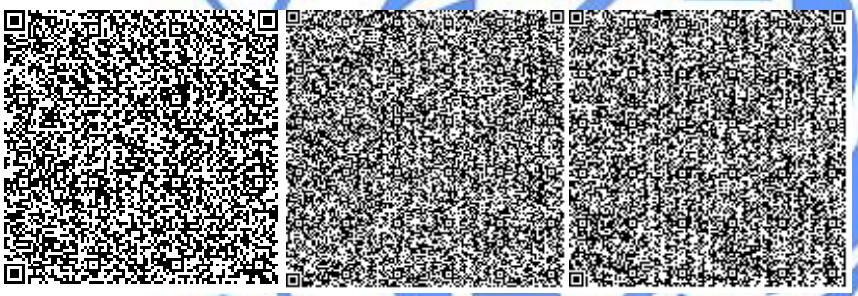
Филиал РГП «Госэкспертиза» по Южному региону



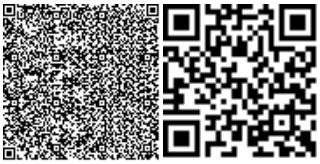
Шелудько О.Н.

Эксперт

Филиал РГП «Госэкспертиза» по Южному региону



Ссылка на окончательную редакцию ПСД



Номер: H1-0006/21
Дата: 29.04.2021

«Қазақстан Республикасы Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі Экологиялық реттеу және бақылау комитетінің Жамбыл облысы бойынша Экология департаменті» РММ
080002, Тараз қаласы, Тәуке хан көшесі, 1 а, тел.: 8 (7262) 31-65-50
E-mail: zhambyl-ecodep@ecogeo.gov.kz

РГУ «Департамент экологии по Жамбылской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан
080002, город Тараз, улица Тауке хана, 1 а, тел.: 8 (7262) 31-65-50
E-mail: zhambyl-ecodep@ecogeo.gov.kz

ТОО «Амангельды Газ»

Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"

Материалы разработаны: ТОО «СтройРекламПроект» государственная лицензия №01719Р от 15.12.2014 года.
(наименование проекта, документа)

Заказчик материалов проекта: ТОО «Амангельды Газ», г. Нур-Султан, Сыганак 14/1, офис 10.
(полное название заказчика, адрес)

На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлены: раздел ОВОС-1 книга, рабочий проект - 1 книга, план мероприятий по охране окружающей среды, заявка на получение разрешения.
(наименование проектной документации, перечисление комплектности представленных материалов)

Материалы поступили на рассмотрение 18.03.2021 года № H1-03/00005
(дата, номер входящей регистрации)

Общие сведения

Месторождение Амангельды находится на территории Таласского и Мойынкумского районах Жамбылской области Республики Казахстан, в 170 км к северу от города Тараз. Географические координаты: 44°19'49" СШ 71°04'32" ВД.

Географически месторождение расположено в юго-западной части песков Мойынкум, занимающих междуречье Шу и Таласа, к которым с юго-запада примыкает предгорная равнина Малого Каратау, являющейся ветвью Большого Каратау.

В орографическом отношении район представлен бугристыми песками Мойынкум с относительным превышением бугристых песчаных гряд северно-западного направления до 20 м. Граница песков на юге и юго-востоке простирается в северо-западном

направлении, вдоль нее протекает река Талас, в припойменной части которой расположены усадьбы и пункты отгонного животноводства. Местность – равнинная.

Район месторождения Амангельды малонаселен. Ближайший населѐнный пункт – село Уюк находится в 60 км к югу.

Климат резко континентальный. Средняя температура января в равнинной части - 15 °С, в предгорьях - 6 - 8 °С; в июле + 16 °С и + 24 + 25 °С соответственно. Годовое количество осадков на равнинах до 300 мм, в предгорьях и горах от 500 - 700 до 1 000 мм. Вегетационный период в предгорьях и на равнине - 205 - 225 дней.

Основные технологические решения

Проектом предусматривается «Обустройство скважин № 135, 136 и расширение манифольда Установки Комплексной Подготовки Газа месторождения Амангельды».

Продолжительность строительства – 2 месяца.

Начало строительства – 3 квартал 2021 г.

Площадка скв. 135 и площадка манифольда УКПГ расположены в Мойынкумском районе, плащадка скв. 136 расположен в Таласском районе.

Площадки скважины №135,136 запроектированы размером в плане 100х100м, с размерами в ограждении 24х36 м.

Размещение проектируемых площадок принято согласно технологической схеме в соответствии с нормативными требованиями, с учетом рационального использования территории, технологических связей, санитарно-гигиенических и противопожарных требований.

Компоновка генеральных планов проектируемых объектов предполагается с применением блочных и блочно-комплексных устройств.

На площадке, размером 100х100м, для проектируемых скважин предусмотрено строительство следующих сооружений на одну скважину: площадка приустьевая; площадка под ремонтный агрегат; площадка БДР; якорь крепления оттяжек ремонтного агрегата (4шт); площадка КТПН в ограждении 4,5 х 4,5 м; свеча сброса газа.

Система сбора газа. Предусмотренная данным проектом система сбора газа на месторождении Амангельды включает в себя всю необходимую систему трубопроводов и оборудования для безопасной эксплуатации проектируемых объектов. В основу системы сбора заложена лучевая схема внутрипромыслового сбора газа с одной манифольдной станцией, расположенной непосредственно на УКПГ. Природный газ от газодобывающих скважин давлением 6,7 МПа с температурой 30°С по газопроводу-шлейфу диаметром 89х6 поступают на приемный манифольд при УКПГ. Общая площадь манифольда (с расширяемой) составляет 1100 м^2. На устье скважины для предотвращения образования гидратов в газопровод вводится метанол.

Обустройство газодобывающей скважины. На площадке скважины устанавливаются сооружения: приустьевой приямок размером 2600х260х1400; площадка под ремонтный агрегат; якоря оттяжек ремонтного агрегата; площадка блока автоматизированной подачи реагента ОЗНА дозатор БДР 1-2,5; площадка КТПН.

На устье скважины установлена фонтанная марки АФК6-80/65х35 К2. Фонтанная арматура предназначена для регулирования режима эксплуатации, контроля давления и

температуры рабочей среды. В обустройство устья скважины входит подключение газопроводов-шлейфов к устью скважины, установка запорной арматуры и весь необходимый комплекс вспомогательного оборудования, приборы контроля давления и температуры транспортируемой среды. В состав приустьевой площадки скважины входит свеча сброса газа. Свеча установлена на расстоянии 30 метров от устья скважины согласно ВНТП 3-85 и предназначена для сброса газа с устьевого оборудования в атмосферу. Диаметр ствола свечи Ду 80, высота свечи 5 метров. Трубопроводы на площадке скважины выполняются из стальных бесшовных горячедеформированных труб, от устья скважины до клапана отсекателя Ø76х8, после клапана отсекателя - Ø76х6, с последующим переходом на Ø89х6. Материал труб - сталь 20. Газопровод на площадке скважины оборудуется электроконтактным манометром и запорным устройством, которые обеспечивают автоматическое перекрытие потока газа из скважины в аварийной ситуации (понижение или повышение давления газа). На выкидных линиях скважин предусматривается защита по давлению автоматическим клапаном-отсекателем КЗ02 Ду65 Ру 32,0МПа и электроконтактным манометром, автоматически перекрывающий поток из скважин при повышении и понижении давления и при аварийной разгерметизации трубопровода.

Блок дозирования реагента. Блок дозирования реагента (БДР) предназначен для подачи метанола на устье скважины с целью предупреждения гидратообразования в газопроводе-шлейфе. БДР размещен на отдельной площадке, примыкающей к площадке устья скважины. На основании результатов эксплуатации скважин будет определяться необходимость установки БДР. Оборудование поставляется в блочно-комплектном исполнении. В состав блока входят: технологическое оборудование; система отопления; вентиляция; электрооборудование и освещение; приборы и средства автоматизации. Внутри блока установлен датчик контроля загазованности. Подача метанола от БДР к технологическим трубопроводам на устье скважины осуществляется трубопроводом Ø 25х4 мм с установкой необходимой запорной арматуры. Прокладка трубопровода метанола к устью скважины надземная на опорах на высоте не менее 0,350 м.

Оценка воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду (ОВОС)

Атмосферный воздух

При строительстве определено неорганизованные 34 источников выбросов загрязняющих веществ: стационарные источники – 33 и передвижной источник – 1 (не нормируется). При проведении строительных работ в атмосферу будут выбрасываться загрязняющие вещества 11 наименований (Железо (II, III) оксиды; Марганец и его соединения; Азота (IV) диоксид; Азот (II) оксид; Диметилбензол; Метилбензол; Бутилацетат; Пропан-2-он (Ацетон); Уайт-спирит; Алканы С12-19; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20). Выбросы загрязняющих веществ при строительстве составят: площадка скв. №136 - 0.1194582 т/год; площадка скв. №135 - 0.1701726 т/год; площадка манифольд - 0.0330671 т/год.

При эксплуатации определено организованные - 2 и неорганизованные 2 стационарных источников выбросов загрязняющих веществ. При эксплуатации атмосферу будут выбрасываться загрязняющие вещества 2 наименований (Углеводороды; Метанол).

Выбросы загрязняющих веществ при эксплуатации составят: площадка скв. №136 - 0.19596 т/год, площадка скв. №135 - 0.19596 т/год.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводился на программном комплексе «Эра» версии v2.5. Анализ результатов моделирования показывает, что при регламентном режиме технологического процесса, работы оборудования и всех одновременно работающих источников выбросов, экологические характеристики атмосферного воздуха в районе ведения работ по всем загрязняющим ингредиентам находится в пределах нормативных величин.

Согласно проекта санитарно-защитная зона согласно санитарного класса производственных объектов проекта составляет 1000 м, что соответствует I категории I классу опасности.

Планом мероприятий по охране окружающей среды на 2021-2030 годы для предприятия предусматривается: проведение производственного экологического контроля, срок выполнения – 2021 – 2030 годы; гидрообеспыливание, срок выполнения – 2021 – 2021 годы, ожидаемый экологический эффект от мероприятия – 1,34488 т; снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель, срок выполнения – 2021 – 2021 годы; озеленение на территории границы СЗЗ (ежегодная высадка саженцев – 15 шт.), срок выполнения – 2021 – 2030 годы; своевременный вывоз отходов, срок выполнения – 2021 – 2021 годы, ожидаемый экологический эффект от мероприятия – 0,520435 т; сортировка твердо-бытовых отходов согласно морфологического состава, срок выполнения – 2021 – 2021 годы, ожидаемый экологический эффект от мероприятия – 0,7634 т.

Проведение проектных работ не будет оказывать значительного воздействия на состояние атмосферного воздуха. Воздействие на атмосферный воздух в процессе проведения работ оценивается как незначительное, локальное и продолжительное.

План - график
контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов и на контрольных точках (постах) при эксплуатации площадки скв. №135

Табл.№ 1

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0002	Площадка скв. 135	Углеводороды	1 раз/ кварт		9.611		Сторонняя организация на договорной основе	0002
6002	Площадка скв. 135	Метанол (Метиловый спирт) (338)			0.00556			0001

ПРИМЕЧАНИЕ:
0001 - Расчетным методом по той методике, согласно которой эти выбросы были определены, с контролем основных параметров, входящих в расчетные формулы.
0002 - Инструментальным методом,согласно Перечню методик, действующему на момент проведения мероприятий по контролю.

План - график
контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов и на контрольных точках (постах) при эксплуатации площадки скв. №136

Табл.№ 2

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0001	Площадка скв. 136	Углеводороды	1 раз/ кварт		9.611		Сторонняя организация на договорной основе	0002
6001	Площадка скв. 136	Метанол (Метиловый спирт) (338)			0.00556			0001

ПРИМЕЧАНИЕ:
0001 - Расчетным методом по той методике, согласно которой эти выбросы были определены, с контролем основных параметров, входящих в расчетные формулы.
0002 - Инструментальным методом,согласно Перечню методик, действующему на момент проведения мероприятий по контролю.

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве площадки скв. №135

Табл.№ 3

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						
		существующее положение		на 2021 год		П Д В		год достижения ПДВ
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Неорганизованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Площадка скв. 135	6022			0.002625	0.00692	0.002625	0.00692	2021
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
Площадка скв. 135	6022			0.000625	0.001648	0.000625	0.001648	2021
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Площадка скв. 135	6023			0.002133	0.001542	0.002133	0.001542	2021
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Площадка скв. 135	6023			0.000347	0.0002506	0.000347	0.0002506	2021
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Площадка скв. 135	6024			0.021	0.016756	0.021	0.016756	2021
(0621) Метилбензол (349)								
Площадка скв. 135	6024			0.000434	0.0003125	0.000434	0.0003125	2021
(1210) Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)								
Площадка скв. 135	6024			0.000084	0.0000605	0.000084	0.0000605	2021
(1401) Пропан-2-он (Ацетон) (470)								
Площадка скв. 135	6024			0.000182	0.000131	0.000182	0.000131	2021
(2752) Уайт-спирит (1294*)								
Площадка скв. 135	6024			0.00216	0.002592	0.00216	0.002592	2021
(2754) Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете(10)								
Площадка скв. 135	6021			0.00653	0.00282	0.00653	0.00282	2021
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Площадка скв. 135	6013			0.00397	0.00862	0.00397	0.00862	2021
	6014			0.01075	0.02324	0.01075	0.02324	2021
	6015			0.01075	0.02324	0.01075	0.02324	2021
	6016			0.01075	0.02324	0.01075	0.02324	2021

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						
		существующее положение		на 2021 год		П Д В		год достижения ПДВ
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	6017			0.00397	0.00862	0.00397	0.00862	2021
	6018			0.00853	0.00845	0.00853	0.00845	2021
	6019			0.00373	0.00403	0.00373	0.00403	2021
	6020			0.01747	0.0377	0.01747	0.0377	2021
Итого по неорганизованным источникам:				0.10604	0.1701726	0.10604	0.1701726	
Всего по предприятию:				0.10604	0.1701726	0.10604	0.1701726	

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве площадки скв. №136

Табл.№ 4

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						
		существующее положение		на 2021 год		П Д В		год достижения ПДВ
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Неорганизованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Площадка скв. 136	6010			0.002033	0.00351	0.002033	0.00351	2021
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
Площадка скв. 136	6010			0.000484	0.000836	0.000484	0.000836	2021
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Площадка скв. 136	6011			0.001883	0.000814	0.001883	0.000814	2021
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Площадка скв. 136	6011			0.000306	0.0001322	0.000306	0.0001322	2021
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Площадка скв. 136	6012			0.0175	0.00927	0.0175	0.00927	2021
(0621) Метилбензол (349)								
Площадка скв. 136	6012			0.000723	0.0003125	0.000723	0.0003125	2021
(1210) Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)								
Площадка скв. 136	6012			0.00014	0.0000605	0.00014	0.0000605	2021
(1401) Пропан-2-он (Ацетон) (470)								
Площадка скв. 136	6012			0.0003033	0.000131	0.0003033	0.000131	2021
(2752) Уайт-спирит (1294*)								
Площадка скв. 136	6012			0.003745	0.002712	0.003745	0.002712	2021
(2754) Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете(10)								
Площадка скв. 136	6009			0.00625	0.0027	0.00625	0.0027	2021
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Площадка скв. 136	6001			0.00256	0.00312	0.00256	0.00312	2021
	6002			0.00704	0.01522	0.00704	0.01522	2021
	6003			0.00704	0.01522	0.00704	0.01522	2021
	6004			0.00704	0.01522	0.00704	0.01522	2021
	6005			0.00256	0.00312	0.00256	0.00312	2021
	6006			0.00853	0.0064	0.00853	0.0064	2021
	6007			0.00373	0.00448	0.00373	0.00448	2021
	6008			0.0168	0.0362	0.0168	0.0362	2021
Итого по неорганизованным источникам:				0.0886673	0.1194582	0.0886673	0.1194582	
Всего по предприятию:				0.0886673	0.1194582	0.0886673	0.1194582	

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве площадки манифольда

Табл.№ 5

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						
		существующее положение		на 2021 год		П Д В		год достижения ПДВ
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Неорганизованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Площадка манифольда	6032			0.001983	0.000858	0.001983	0.000858	2021
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
Площадка манифольда	6032			0.000472	0.0002043	0.000472	0.0002043	2021
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Площадка манифольда	6033			0.00613	0.0014049	0.00613	0.0014049	2021
(2752) Уайт-спирит (1294*)								
Площадка манифольда	6033			0.00035	0.0000819	0.00035	0.0000819	2021
(2754) Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете(10)								
Площадка манифольда	6031			0.00199	0.00043	0.00199	0.00043	2021
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Площадка манифольда	6025			0.003755	0.002714	0.003755	0.002714	2021
	6026			0.00256	0.00462	0.00256	0.00462	2021
	6027			0.00256	0.00462	0.00256	0.00462	2021
	6028			0.00256	0.00462	0.00256	0.00462	2021
	6029			0.003755	0.002714	0.003755	0.002714	2021
	6030			0.01024	0.0108	0.01024	0.0108	2021
Итого по неорганизованным источникам:				0.036355	0.0330671	0.036355	0.0330671	
Всего по предприятию:				0.036355	0.0330671	0.036355	0.0330671	

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации площадки скв. №135

Табл.№ 6

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						
		существующее положение		на 2021-2030 годы		П Д В		год достижения ПДВ
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Организованные источники								
(0401) Углеводороды								
Площадка скв.136	0002			9.611	0.02076	9.611	0.02076	2021
Итого по организованным источникам:				9.611	0.02076	9.611	0.02076	2021
Неорганизованные источники								
(1052) Метанол (Метиловый спирт) (338)								
Площадка скв.136	6002			0.00556	0.1752	0.00556	0.1752	2021
Итого по неорганизованным источникам:				0.00556	0.1752	0.00556	0.1752	2021
Всего по предприятию:				9.61656	0.19596	9.61656	0.19596	

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации площадки скв. №136

Табл.№ 7

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						
		существующее положение		на 2021-2030 годы		П Д В		год достижения ПДВ
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Организованные источники								
(0401) Углеводороды								
Площадка скв.136	0001			9.611	0.02076	9.611	0.02076	2021
Итого по организованным источникам:				9.611	0.02076	9.611	0.02076	2021
Неорганизованные источники								
(1052) Метанол (Метиловый спирт) (338)								
Площадка скв.136	6001			0.00556	0.1752	0.00556	0.1752	2021
Итого по неорганизованным источникам:				0.00556	0.1752	0.00556	0.1752	2021
Всего по предприятию:				9.61656	0.19596	9.61656	0.19596	

Водные ресурсы

Водопотребление на хоз-питьевые нужды. Источником водоснабжения на хоз-питьевые нужды на период строительства служит привозная бутилированная вода питьевого качества. Общий расход воды на хоз-питьевые нужды при строительстве составляет 50 м^3/период.

Гидроиспытание трубопроводов. Источник водоснабжения – привозная вода технического качества. Емкость технической воды хранится непосредственно вблизи строительной площадки. Общий расход воды для гидравлических испытаний трубопроводов составляет 68 м^3.

Технические нужды. Источник водоснабжения на технические нужды – привозная вода технического качества. Техническая вода используются для пылеподавления при земляных работах. Общий расход воды для технической нужды согласно сметной документации составляет 250 м^3/период.

Водопотребление в период эксплуатации. На период эксплуатации не предусматривается увеличение штатного персонала, то есть водопотребители отсутствуют.

Хоз-бытовые сточные воды сбрасываются в водонепроницаемый септик, по мере накопления вывозится спецавтотранспортом в собственные очистные сооружения ТОО «Амангельды Газ». Объем сбрасываемых сточных вод равен расходу воды и составляет 50 м^3/период.

Воду после гидроиспытание трубопроводов вывозится спецавтотранспортом в собственные очистные сооружения ТОО «Амангельды Газ». Объем сточных вод после гидроиспытания трубопроводов составляет 68 м3/период.

Использованные для технических нужд воды являются безвозвратными потерями. Объем безвозвратных потерь при строительстве равен расходу воды на технические нужды и составляет 250 м3/период.

Отрицательного влияния на поверхностные и подземные воды не ожидается. Сброс сточных вод в природную среду не производится, так как по мере накопления вывозится

спецавтотранспортом в собственные очистные сооружения ТОО «Амангельды Газ». Естественные поверхностные водные объекты в районе проведения работ отсутствуют.

В целом, воздействие можно оценить, как незначительное.

Отходы производства и потребления

Источниками образования отходов при осуществлении хозяйственной деятельности на объекте будут являться: эксплуатация техники и оборудования; функционирование производственных и сопутствующих объектов; жизнедеятельность рабочего персонала.

При строительстве образуются следующие виды отходов производства и потребления:

Огарки сварочных электродов. образуются при строительно-монтажных работах, при сварочных работах. Отходы собираются в металлических контейнерах и складируются на строительной площадке, по мере накопления передаются сторонним организациям. Срок хранения отходов не более 2-х месяцев. Уровень опасности огарков электродов – «Зеленый» - «GA090».

Твердые бытовые отходы (пищевые отходы, бытовой мусор, бумага, стекло, пластмассы и др.) – твердые, не токсичные, не растворимы в воде; собираются в металлические контейнеры. Отходы собираются на строительной площадке в маркированных металлических контейнерах. ТБО подвергается сортировке, в результате сортировки образуется образуется стекло – 0,034353 т (4,5%), пластмассы – 0,061072 т (8%) и бумага – 0,03817 т (5%). Срок хранения отходов в контейнерах при температуре 0 С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток. ТБО будет вывозиться на собственный полигон ТОО «Амангельды Газ». Пищевые отходы передаются сторонним организациям на животноводческое хозяйство для кормления животных. Уровень опасности отхода – «Зеленый» - «GO 060».

Жестяная тара из-под ЛКМ. Образуются при выполнении малярных работ. Не пожароопасные, химически неактивны. Собираются на строительной площадке в маркированных металлических контейнерах и передаются сторонним организациям. Срок хранения отходов не более 2-х месяцев. Уровень опасности отхода – «Янтарный» - «AD 070».

При эксплуатации какие-либо виды отходов не образуются.

Воздействие проектируемых работ на состояние почвенного покрова, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно принять как локальное, кратковременное, слабое.

Нормативы размещения отходов производства и потребления
на 2021 год

Табл. №6

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
1	2	3	4
Всего	0,79384	0,273405	0,520435

в т. ч. отходов производства	0,03044	0,0	0,03044
отходов потребления	0,7634	0,273405	0,489995
Янтарный уровень опасности			
Тара из-под ЛКМ (жестяные банки)	0,0154	0,0	0,0154
Зеленый уровень опасности			
Огарки сварочных электродов	0,01504	0,0	0,01504
ТБО	0,7634	0,273405	0,489995
Красный уровень опасности			

Животный и растительный мир

Для района характерными являются слабо сформированные пустынные почвы и солончаковые соровые отложения. Засушливость климата, большие амплитуды колебаний температур, резкий недостаток влаги в сочетании с высокой испаряемостью - все это определяет формирование растительности, характерной для полупустынь. Основные виды, слагающие растительность наземных экосистем территории проведения проектных работ, представлены галофитами, псаммофитами и ксерофитами.

Осуществление проектных работ окажет определенное воздействие на животный мир. Причинами механического воздействия на животный мир или беспокойства представителям фауны становится движение транспорта, воздействия носят временный и краткосрочный характер

В целом влияние на животный и растительный мир в процессе проведения проектных работ, можно оценить, как локальное, временное и слабое.

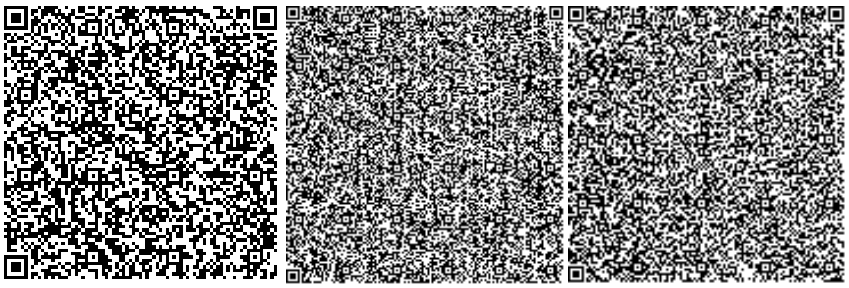
Вывод

На основании вышеизложенного Департамент экологии по Жамбылской области раздел «Охрана окружающей среды» к рабочему проекту «Обустройство скважин № 135, 136 и расширение манифольда установки комплексной подготовки газа месторождения Амангельды» согласовывает.

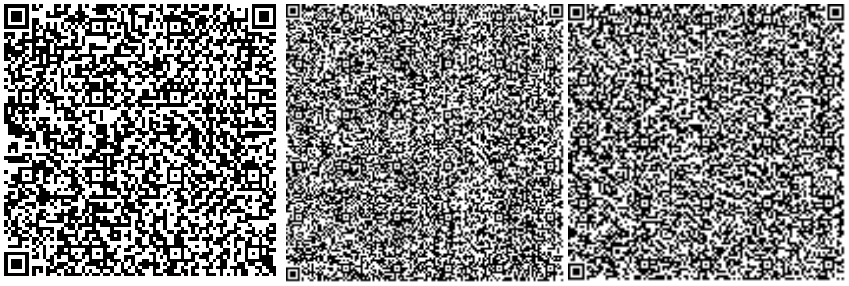
Курманбаев М.Е.

Руководитель департамента

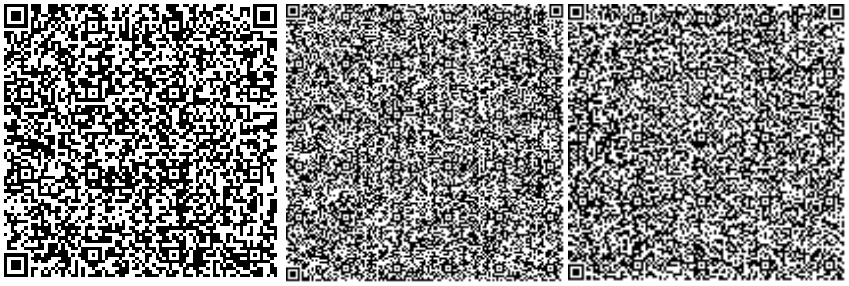
РГУ «Департамент экологии по Жамбылской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан



Пасечный Ю.В.
Руководитель отдела
РГУ «Департамент экологии по Жамбылской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан



Плехов А.С.
Главный специалист
РГУ «Департамент экологии по Жамбылской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан



№: KZ84VCZ00883422

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РГУ «Департамент экологии по Жамбылской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РАЗРЕШЕНИЕ

на эмиссии в окружающую среду для объектов I, II и III категорий

(наименование природопользователя)

Товарищество с ограниченной ответственностью "Амангельды Газ",010000, Республика Казахстан, Акмолинская область, Есильский район, г.Есиль, улица АЛИХАН БОКЕЙХАН, дом № 12

(индекс, почтовый адрес)

Индивидуальный идентификационный номер/бизнес-идентификационный номер: 050840002757

Наименование производственного объекта: Обустройство скважин № 135, 136 и расширение манифольда Установки Комплексной Подготовки Газа месторождения Амангельды

Местонахождение производственного объекта:

Жамбылская область, Жамбылская область, Таласский район, -,

Жамбылская область, Жамбылская область, Таласский район, -,

Жамбылская область, Жамбылская область, Таласский район, -,

Жамбылская область, Жамбылская область, Таласский район, -,

Жамбылская область, Жамбылская область, Таласский район, -,

Соблюдать следующие условия природопользования:

1. Производить выбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

в 2021 году 0,3626979 тонн
в 2022 году 0,39192 тонн
в 2023 году 0,39192 тонн
в 2024 году 0,39192 тонн
в 2025 году 0,39192 тонн
в 2026 году 0,39192 тонн
в 2027 году 0,39192 тонн
в 2028 году 0,39192 тонн
в 2029 году 0,39192 тонн
в 2030 году 0,39192 тонн
в 2031 году _____ тонн

2. Производить сбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн
в 2031 году _____ тонн

3. Производить размещение отходов производства и потребления в объемах , не превышающих:

в 2021 году 0,273405 тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн
в 2031 году _____ тонн

4. Производить размещение серы в объемах, не превышающих:

4. Производить размещение серы в объемах, не превышающих:

в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн
в 2031 году _____ тонн

5. Не превышать лимиты эмиссий (выбросы, сбросы, отходы, сера), установленные в настоящем Разрешении на эмиссии в окружающую среду для объектов I, II и III категории (далее – Разрешение для объектов I, II и III категорий) на основании положительных заключений государственной экологической экспертизы на нормативы эмиссий по ингредиентам (веществам), представленные в проектах нормативов эмиссий в окружающую среду, материалах оценки воздействия на окружающую среду, проектах реконструкции или вновь строящихся объектов предприятий согласно приложению 1 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий.
6. Условия природопользования согласно приложению 2 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий.
7. Выполнять согласованный план мероприятий по охране окружающей среды согласно приложению 3 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий, на период действия настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий, а также мероприятия по снижению эмиссий в окружающую среду, установленные проектной документацией, предусмотренные положительным заключением государственной экологической экспертизы.
Срок действия Разрешения для объектов I, II и III категорий с 25.09.2021 года по 31.12.2030 года.
Примечание:
*Лимиты эмиссий, установленные в настоящем Разрешении для объектов I, II и III категорий, по валовым объемам эмиссий и ингредиентам (веществам) действуют на период настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий и рассчитываются по формуле, указанной в пункте 19 Правил заполнения форм документов для выдачи разрешений на эмиссии в окружающую среду.
Разрешение для объектов I, II и III категорий действительно до изменения применяемых технологий и условий природопользования, указанных в настоящем Разрешении.
Приложения 1, 2 и 3 являются неотъемлемой частью настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий.

Руководитель (уполномоченное лицо) **Руководитель департамента** **Курманбаев Марат Ердаулетович**

подпись Фамилия,имя,отчество (отчество при наличии)

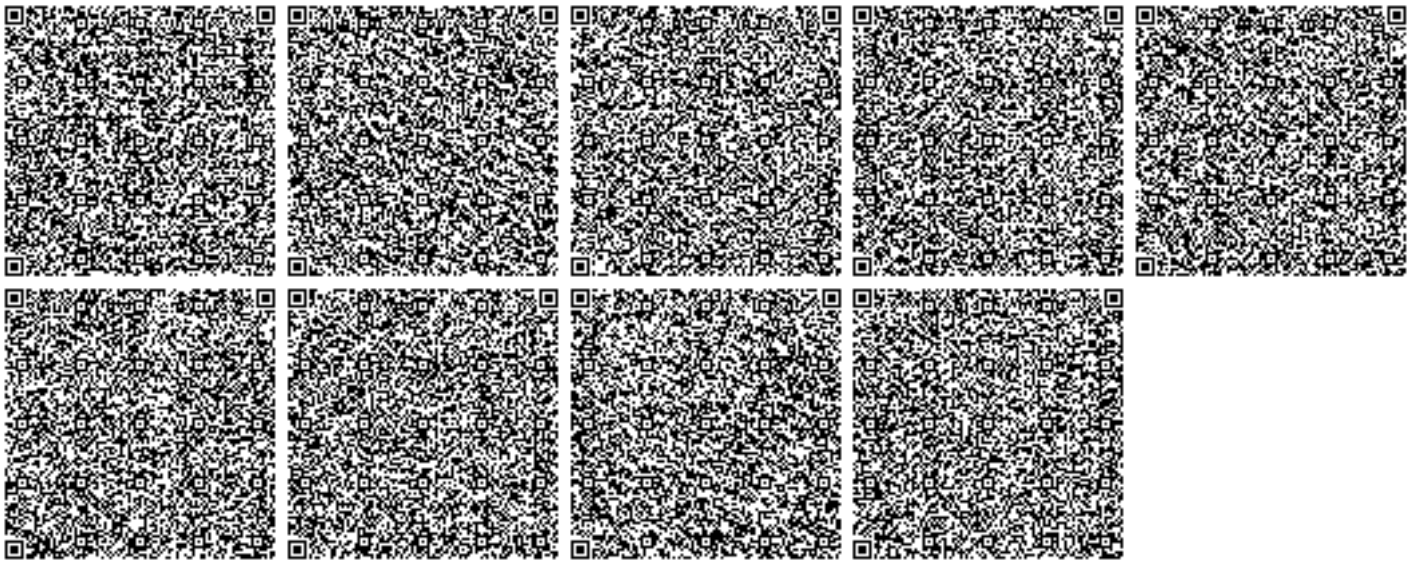
Место выдачи: Тараз Г.А. **Дата выдачи:** 30.04.2021 г.

Заключение государственной экологической экспертизы нормативов эмиссий по ингредиентам (веществам) на проекты нормативов эмиссий в окружающую среду, разделы ОВОС, проектов реконструкции или вновь строящихся объектов предприятий

№ п/п	Наименование заключение государственной экологической экпспертизы.	Номер и дата выдачи заключения государственной экологической экспертизы
Выбросы		
1	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: H1-0006/21 Дата: 29.04.2021
2	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: H1-0006/21 Дата: 29.04.2021
3	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: H1-0006/21 Дата: 29.04.2021
4	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: H1-0006/21 Дата: 29.04.2021
5	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: H1-0006/21 Дата: 29.04.2021
6	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: H1-0006/21 Дата: 29.04.2021
7	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: H1-0006/21 Дата: 29.04.2021
8	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: H1-0006/21 Дата: 29.04.2021
9	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: H1-0006/21 Дата: 29.04.2021
10	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: H1-0006/21 Дата: 29.04.2021
11	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: H1-0006/21 Дата: 29.04.2021
12	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: H1-0006/21 Дата: 29.04.2021
13	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: H1-0006/21 Дата: 29.04.2021
14	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: H1-0006/21 Дата: 29.04.2021
15	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: H1-0006/21 Дата: 29.04.2021

16	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: Н1-0006/21 Дата: 29.04.2021
17	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: Н1-0006/21 Дата: 29.04.2021
18	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: Н1-0006/21 Дата: 29.04.2021
19	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: Н1-0006/21 Дата: 29.04.2021
20	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: Н1-0006/21 Дата: 29.04.2021
21	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: Н1-0006/21 Дата: 29.04.2021
22	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: Н1-0006/21 Дата: 29.04.2021
23	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: Н1-0006/21 Дата: 29.04.2021
Сбросы		
Размещение отходов производства и потребления		
1	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Обустройство скважин №135, 136 и расширение манифольда УКПГ месторождения Амангельды"	Номер: Н1-0006/21 Дата: 29.04.2021
Размещение серы		

Приложение 2 к разрешению на эмиссии в
окружающую среду

Условия природопользования

1. Соблюдать нормативы эмиссий, установленные настоящим разрешением.
2. Природоохранные мероприятия, предусмотренные Планом мероприятий по охране окружающей реализовать в полном объеме в установленные сроки.
3. Отчет о выполнении Производственного экологического контроля предоставлять в Департамент экологии по Жамбылской области в течение 10 рабочих дней после отчетного квартала, согласно п.5. приказа Министра окружающей среды РК от 14 февраля 2013 года №16-п.
4. Отчеты о выполнении природоохранных мероприятий, фактическим эмиссиям в окружающую среду представлять в Департамент экологии по Жамбылской области ежеквартально в срок до 10-го числа месяца, следующего за отчетным кварталом, согласно приказа Министра энергетики РК от 17 июня 2016 года №252.
5. Представление информации по ГРВПЗ до 1 апреля ежегодно в соответствии со ст.160 Экологического кодекса РК.
6. Представление отчета по инвентаризации отходов ежегодно по состоянию на 1 января до 1 марта года, следующего за отчетным, на электронном и бумажном носителях по форме, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды соответствии с п. 3-1 ст. 293 Экологического кодекса РК.
7. Нарушение природопользователем условий природопользования, повлекшего значительный ущерб окружающей среде и (или) здоровью населения является основанием для приостановки и лишения данного разрешения.